

BETRIEBLICHES ENERGIEMANAGEMENT

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

durch den Fachbereich Wirtschaftswissenschaften der

Universität Duisburg-Essen

Standort Essen

vorgelegt von

Dipl.-Kfm. Daniel Goebel

aus

Düsseldorf

Essen 2007

Tag der mündlichen Prüfung:	07. November 2006
Erstgutachter:	Prof. Dr. D. Schmitt
Zweitgutachter:	Prof. Dr. S. Zelewski
Vorsitzender:	Prof. Dr. W. Assenmacher

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungen	VI
Mathematische Variablen und Parameter	VIII
1 Einführung	1
1.1 Erkenntnisbereich und Themenrelevanz	1
1.2 Würdigung bisheriger Veröffentlichungen	6
1.3 Zielsetzungen und Aufbau der Arbeit	10
2 Bedeutung, Gegenstand und Ziele des betrieblichen Energiemanagements	13
2.1 Bedeutung des betrieblichen Energiemanagements	13
2.1.1 Vorbemerkungen	13
2.1.2 Mengenmäßige Bedeutung	14
2.1.3 Kostenmäßige Bedeutung	19
2.1.4 Sonderstellung der industriellen Energienutzung	24
2.2 Das Managementkonzept	28
2.2.1 Vorbemerkungen	28
2.2.2 Entwicklung des Managements	29
2.2.3 Die Managementfunktionen	33
2.2.3.1 Planung	33
2.2.3.2 Organisation	35
2.2.3.3 Personaleinsatz und -führung	37
2.2.3.4 Kontrolle	40
2.2.4 Der Managementprozess	42
2.3 Gegenstand des betrieblichen Energiemanagements	44
2.3.1 Vorüberlegungen	44

2.3.2	Energetische Grundlagen -----	46
2.3.3	Energieverwendung – Zweck der betrieblichen Energie-nutzung-----	49
2.3.3.1	Die Bereitstellung von Energiedienstleistungen als immaterielles Zwischenprodukt zur Gewährleistung übergeordneter Unternehmensprozesse -----	49
2.3.3.2	Kategorisierung grundsätzlicher Energiedienstleistungen -----	53
2.3.4	Energieumwandlung – Innerbetriebliche Erzeugung von Nutzenergie --	57
2.3.5	Energiebeschaffung – Schnittstelle zwischen Betrieb und Umwelt-----	61
2.3.5.1	Besonderheiten bei der Beschaffung leitungsgebundener Energieträger-----	61
2.3.5.2	Grundsätzliche Marktformen und Marktteilnehmer -----	64
2.3.6	Politische Rahmenbedingungen -----	66
2.3.7	Synthese – Das System der betrieblichen Energienutzung -----	72
2.4	Ziele des betrieblichen Energiemanagements -----	74
2.4.1	Einordnung in die betriebliche Zielhierarchie -----	74
2.4.2	Diskussion der Energiedienstleistungskosten als relevante Zielgröße --	78
2.4.3	Kostentheoretische Grundlagen -----	81
2.4.4	Die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung als Methode der Kostenrechnung -----	84
3	Management der Energieverwendung -----	87
3.1	Identifikation grundsätzlicher Potentiale und Restriktionen -----	87
3.1.1	Rationelle Energieverwendung – Abbau von Ineffizienzen-----	87
3.1.2	Koordinierung der zeitlichen Inanspruchnahme-----	89
3.2	Analyse assoziierter Problemstellungen -----	91
3.2.1	Möglichkeiten der Datenerfassung und -verarbeitung -----	91
3.2.2	Informationsbewertung-----	97
3.2.3	Bestimmung geeigneter Effizienzkriterien -----	100
3.2.4	Beeinflussung der betrieblichen Energieverwendung-----	103
3.3	Diskussion möglicher Lösungsansätze -----	105

3.3.1	Instrumente des Energiecontrolling	105
3.3.2	Anreizsysteme zur Verhaltensmodifikation	107
3.4	Zwischenfazit - Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement	110
4	Management der Energieumwandlung	115
4.1	Identifikation grundsätzlicher Potentiale und Restriktionen	115
4.1.1	Energieträgersubstitution	115
4.1.2	Energieeinsparung	117
4.1.3	Make-or-Buy Entscheidung	119
4.2	Analyse assoziierter Problemstellungen	120
4.2.1	Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen Energie- und Kapitaleinsatz bei der Energieumwandlung	120
4.2.2	Der optimale Ersatzzeitpunkt des energiewirtschaftlich relevanten Kapitalstocks	125
4.2.3	Bestimmung des Kalkulationszinses	128
4.2.4	Die Preisbildung der Endenergieträger	132
4.2.4.1	Vorüberlegungen – Grundsätzliche Preisbildungsmechanismen	132
4.2.4.2	Nicht-leitungsgebundene Energieträger – Mineralöle und Kohlen	134
4.2.4.3	Leitungsgebundene Energieträger – Erdgas und Strom	138
4.2.5	Unsicherheitsproblematik im Rahmen von Preisprognosen	144
4.2.6	Nutzung von KWK-Anlagen – Potentiale und Restriktionen	146
4.2.6.1	Prinzip und Technik der KWK	146
4.2.6.2	KWK-Erzeugung als Kuppelproduktionsprozess	151
4.2.6.3	Probleme der Kostenzurechnung	152
4.2.6.4	Schwierigkeiten im Rahmen der optimalen Anlagenauslegung	156
4.2.6.5	Entwicklung der ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen	159
4.3	Diskussion möglicher Lösungsansätze	166

4.3.1	Rechentechnische Verfahren zur Berücksichtigung von Unsicherheiten -----	166
4.3.1.1	Entscheidungsregeln -----	166
4.3.1.2	Planungshilfen -----	168
4.3.1.3	Beurteilung der rechentechnischen Verfahren -----	170
4.3.1.4	Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement -----	173
4.3.2	Unternehmenskooperationen -----	174
4.3.3	Contracting -----	176
1.1	Zwischenfazit – Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement	179
5	Management der Energiebeschaffung -----	183
5.1	Identifikation grundsätzlicher Potentiale und Restriktionen -----	183
5.1.1	Energiehandel und Portfoliomanagement -----	183
5.1.2	Einkaufsgemeinschaften -----	188
5.1.3	Vertragsgestaltung -----	190
5.2	Analyse assoziierter Problemstellungen -----	191
5.2.1	Preisvolatilitäten -----	191
5.2.2	Netznutzung -----	199
5.3	Diskussion möglicher Lösungsansätze -----	205
5.3.1	Risikomanagement -----	205
5.3.1.1	Hedging -----	205
5.3.1.2	Risikobewertung -----	212
5.3.2	Marktanalyse -----	215
5.4	Zwischenfazit – Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement	223
6	Abschlusskapitel -----	226
6.1	Zusammenfassung, Ergebnisanalyse und generelle Handlungsempfehlungen -----	226
6.2	Ausblick und weiterer Forschungsbedarf -----	233
	Literatur- und Quellenverzeichnis -----	235

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erkenntnisbereich der Arbeit-----	3
Abbildung 2: Energieflussbild 2004 für Deutschland in Mio. t SKE -----	14
Abbildung 3: Aufteilung des industriellen Nutzenergieverbrauchs im Jahr 2002-----	16
Abbildung 4: Aufteilung des Nutzenergieverbrauchs Kleingewerbe im Jahr 2002 --	17
Abbildung 5: Vergleich absoluter und relativer Energiekosten in der Industrie-----	20
Abbildung 6: Anteiliger Endenergiebedarf des Kleingewerbes im Jahr 2002-----	25
Abbildung 7: Anteiliger Endenergiebedarf der Industrie im Jahre 2002-----	25
Abbildung 8: Der Management-Prozess-----	42
Abbildung 9: Entwicklung von Zertifikats- und Strompreisen -----	68
Abbildung 10: Sensitivitätsbetrachtung der CO ₂ -Minderungskosten-----	70
Abbildung 11: Strukturierungsmatrix verwendungsbezogenen Managementpotentials -----	112
Abbildung 12: Substitutionsisoquante zwischen Energie und Kapital -----	122
Abbildung 13: Kostendeterminierter Anlagenersatz (I)-----	126
Abbildung 14: Kostendeterminierter Anlagenersatz (II)-----	127
Abbildung 15: Kosten-/Erlössituation bei der Gasversorgung-----	139
Abbildung 16: Schwankungsbreite des jährlichen Gasabsatzes-----	140
Abbildung 17: Abschöpfung der Konsumentenrente durch Preisdifferenzierung --	141
Abbildung 18: Strukturierter Strombezug als Portfoliomanagement -----	187
Abbildung 19: Volatilitätsstruktur der Peakloadpreise-----	194
Abbildung 20: Monatsweise Volatilitätsstruktur der Peakloadpreise-----	196
Abbildung 21: Spotpreisnotierungen für Basestrom in den Jahren 2002 und 2004	197
Abbildung 22: Spotnotierungen für Basestrom im Jahre 2005 -----	198
Abbildung 23: Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors -----	202
Abbildung 24: Merit Order-----	219
Abbildung 25: Veränderung der kurzfristigen Systemgrenzkosten-----	220

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich von Energie- und Lohnkosten im Handel-----	21
Tabelle 2: Vergütungssätze für modernisierte KWK-Anlagen -----	161
Tabelle 3: Vergütungssätze für alte Bestandsanlagen -----	162
Tabelle 4: Zahlungsvorteil einer Anlagenmodernisierung -----	163
Tabelle 5: Hedgingbeispiel-----	207
Tabelle 6: Hedgingbeispiel (Fortsetzung) -----	208
Tabelle 7: Managementinstrumente der einzelnen Gestaltungsebenen-----	228

Abkürzungen

AGEB:	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
ASUE:	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
BGW:	Bundverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHKW:	Blockheizkraftwerk
BMU:	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBW:	Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen
BMWA:	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWi:	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BTOElTV:	Bundestarifordnung Elektrizität
CAPM:	Capital Asset Pricing Model
CO ₂ :	Kohlendioxyd
DKF:	Durchschnittliche Kostenfunktion
EDL:	Energiedienstleistung
EEG:	Erneuerbare Energien Gesetz
EID:	Energie Informationsdienst
EnEG:	Energieeinsparungsgesetz
EnEV:	Energieeinsparverordnung
EnWG:	Energiewirtschaftsgesetz

ElitVU:	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EVU:	Energieversorgungsunternehmen
GasNEV:	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV:	Gasnetzzugangsverordnung
GuD:	Gas-und-Dampf
KWKG:	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCP:	Least-Cost-Planning
MA:	Mitarbeiter
ME:	Markt & Energie
MIS:	Management-Information-System
MWh:	Megawattstunde
MWV:	Mineralölwirtschaftsverband
OTC:	Over-The-Counter
PAF:	Preis-Absatz-Funktion
PJ:	Petajoule
SKE:	Steinkohleeinheit
SO ₂ :	Schwefeldioxyd
StromNEV:	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV:	Stromnetzzugangsverordnung
TEHG:	Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen
TOP:	Take-Or-Pay
VaR:	Value at Risk
VDEW:	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VGB:	VGB Power Tech e. V.
VIK:	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VV:	Verbändevereinbarung
ZfB:	Zeitschrift für Betriebswirtschaft

ZfbF:	Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung
ZO:	Zeitschrift für Organisation

Mathematische Variablen und Parameter

AB :	Abschreibungen
AB_t :	Abschreibung in Periode t
g_1 :	Näherungsgerade bis 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
g_2 :	Näherungsgerade ab 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
i :	Kalkulationszins
K_{Ka} :	Kapitalkosten
K_B :	Betriebsbedingte Kosten
K_E :	Kosten der Energienutzung
K_V :	Verbrauchsbedingte Kosten
n :	Planungszeitraum
NNE :	allgemeines Netznutzungsentgelt
NNE_i^{2500} :	individuelles Netznutzungsentgelt bis 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
NNE_i^{8760} :	individuelles Netznutzungsentgelt ab 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
P_{ET} :	Preis des eingesetzten Energieträgers
P_{Wl} :	Preis der Wartungs- und Instandhaltungsleistung
$P_i^{max.}$:	individuelle Jahreshöchstlast
RW :	Restwert
RW_t :	Restwert in Periode t
t :	Periodenindex
T_i :	individuelle Jahresbenutzungsdauer
W_i :	individuelle Jahresarbeit
X_{ET} :	Verbrauchsmenge des eingesetzten Energieträgers
X_{Wl} :	Nachgefragte Wartungs- und Instandhaltungsleistung

1 EINFÜHRUNG

1.1 Erkenntnisbereich und Themenrelevanz

Der Begriff des Energiemanagements findet in energiewirtschaftlicher und energietechnischer Forschung zwar häufig Verwendung, ist jedoch nicht mit einer einheitlichen Definition belegt. Grund hierfür mag der interdisziplinäre Charakter dieses Konzepts sein, das sich entweder aus einer primär betriebswissenschaftlichen oder aber einer vornehmlich ingenieurwissenschaftlichen Perspektive angehen lässt. Insofern ist es zu Beginn notwendig, das grundlegende Verständnis über ein ‚betriebliches Energiemanagement‘ im Rahmen der vorliegenden Ausarbeitung zu erörtern:

Dabei kann zunächst festgehalten werden, dass Energienutzung in ihrem weitesten Sinne eine biologische Notwendigkeit darstellt und fundamentale Bedeutung für die menschliche Existenz besitzt: Der Metabolismus als Gesamtheit aller biochemischen Vorgänge eines Organismus verbraucht Energie, die durch den Abbau von zelleigenen Substanzen im Vorgang der Dissimilation gewonnen wird. Die verbrauchten Substanzen und die für Aufbau und Wachstum zusätzlich erforderlichen Zellstoffe wiederum werden im Rahmen der Assimilation durch eine Zuführung von Energie aus der Umwelt ersetzt.

Über diese biologische Notwendigkeit hinaus haben sich mit der technologischen Entwicklung der Menschheit weitere energetische Verwendungspotentiale herausgebildet, wie etwa die kontrollierte Erzeugung von Wärme, Licht oder Kraft. Diese Anwendungen erfolgen nicht zum Selbstzweck, sondern dienen der Befriedigung von Bedürfnissen, zu denen bspw. die Steigerung der Mobilität, die Erhöhung des Sicherheits- und Komfortbefindens oder die Gewinnung von Informationen zu zählen sind. Vor diesem Hintergrund lässt sich eine engere Abgrenzung der Energienutzung nach Maßgabe der Mittelbarkeit der Bedürfnisbefriedigung vornehmen: So kann danach unterschieden werden, ob diese eine konsumtive Bedürfnisbefriedigung bezweckt, oder ob mit der Energienutzung die Erstellung anderer bedürfnisbefriedigender Güter materieller und immaterieller Art angestrebt wird, es sich also um einen (im ökonomischen Sinne) produktiven Prozess handelt. Während Haushalte als konsumtive Elemente eines Wirtschaftssystems gelten, wird die im Vorfeld zu leistende Produktion gemeinhin von Betrieben übernommen. Entsprechend kann immer dann von einer ‚betrieblichen Energienutzung‘ gesprochen werden, wenn diese die Produktion materieller oder immaterieller Güter zum Zweck hat.

Insofern erfolgt der Einsatz von Energie auch niemals zum Selbstzweck, sondern stets mit der Zielsetzung, übergeordnete betriebliche Vorgaben zu erfüllen, etwa hinsichtlich der Produktivität, Qualität, der Einhaltung von Fristen oder von Wirtschaftlichkeitsaspekten. Dabei muss die Energienutzung nicht *unmittelbar* produktiven Charakters sein, wie etwa im Fall von Stoffumwandlungen. Auch die Befriedigung des menschlichen Komfortbedürfnisses durch die Bereitstellung von Raumwärme ist z. B. zur betrieblichen Energienutzung zu zählen, falls dies eine Voraussetzung für abgeleitete produktive Tätigkeiten darstellt.

Im Vorfeld der betrieblichen Nutzung ist notwendigerweise die Gewinnung von Energie aus der Natur und ihr Transport zum Ort des Einsatzes zu leisten. Gemäß dem arbeitsteiligen Charakter moderner Volkswirtschaften werden diese Aufgaben nicht von den energienutzenden Betrieben selbst, sondern von hierauf spezialisierten Wirtschaftseinheiten der Energieversorgung übernommen.¹ Zwar erfolgt auch dort ein Einsatz von Energie für produktive Zwecke, indem die gewonnenen Energieträger nach Maßgabe der marktlichen Erfordernisse einer Veredlung oder Umwandlung unterzogen und zu einem zeitlich und räumlich koordinierten Angebot zusammengefasst werden. Allerdings bleibt die wesentliche Eigenschaft der Energieträger, nämlich ihre Arbeitsfähigkeit, bestehen. Erst der Verbrauch dieser Arbeitsfähigkeit bei der Erstellung anderer Produkte (deren wesentliche Eigenschaft dann nicht mehr in ihrem Energiegehalt gesehen wird), wird daher als betriebliche Energienutzung verstanden.

Die Ressource Energie – zumindest ihr nutzbarer Exergieanteil – ist wie alle Produktionsfaktoren begrenzt. Also kann davon ausgegangen werden, dass Energienutzung nicht auf willkürliches Verhalten zurückzuführen ist, sondern sich als Resultat eines zielgerichteten Gestaltungsprozesses ergibt. Dies wiederum impliziert eine der Realhandlung vorausgehende Planung, die aktive Durchsetzung der hierbei gefällten Entscheidung und deren regelmäßige Kontrolle im weiteren Zeitverlauf. Als Funktionen des betrieblichen Führungssystems sind solche Gestaltungsprozesse in der Betriebswirtschaftslehre auch unter dem Begriff des ‚Managements‘ subsumiert.² Zusammenfassend lässt sich so als Erkenntnisobjekt des betrieblichen Energiemanagements die zielgerichtete Gestaltung der Nutzung von Energie in Betrieben zum Zweck der Gütererstellung definieren:

¹ Vgl.: SCHMITT [1993, S.879].

² Vgl.: PETERS [1999, S. 17].

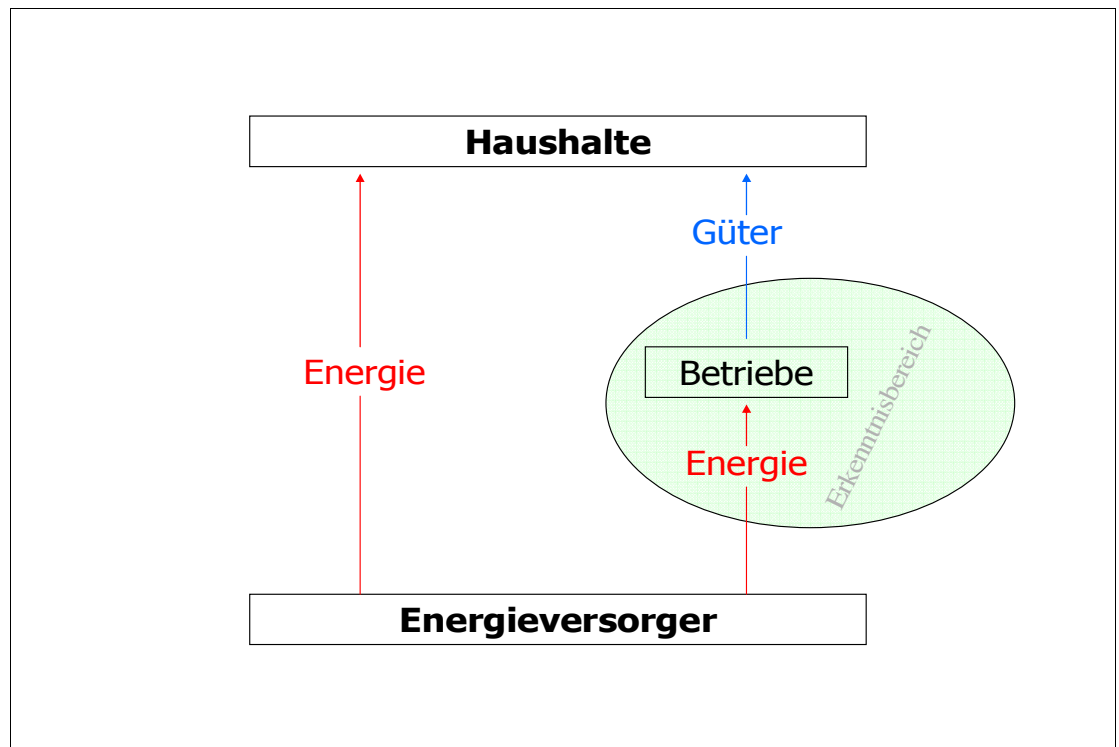


Abbildung 1: Erkenntnisbereich der Arbeit³

Bedenkt man, dass alle Betriebstypen auf die Nutzung von Energie angewiesen sind, wird die – zumindest potentiell – hohe Relevanz des Energiemanagements im Rahmen betriebswirtschaftlicher Fragestellungen deutlich. Egal, ob es sich um Betriebe der materiellen Produktion, Dienstleistungsunternehmen oder Handelshäuser handelt: Stets ist der Einsatz von Energie eine notwendige Bedingung der wirtschaftlichen Aktivitäten, sei es etwa zum Antrieb von Maschinen, der Verarbeitung von Informationen oder der Beleuchtung und Temperierung von Geschäftsräumen.⁴

Zusätzlich zu dieser betriebstypübergreifenden Bedeutung des Energiemanagements werden hiervon auch auf betriebsinterner Ebene alle für die Güterbereitstellung zu erbringenden Funktionen, wie die Beschaffung, die Produktion oder der Absatz berührt, da sich diese ohne eine Nutzung von Energie nicht aufrecht erhalten lassen. Insofern kann bereits an dieser Stelle auf die Existenz von Zielkonflikten

³ Quelle: Eigene Darstellung.

⁴ Aus diesem Grund ist der Betriebsbegriff auch in seiner weiten Interpretation zu fassen, bei der neben privatwirtschaftlich geführten Unternehmen auch öffentliche Betriebe und Verwaltungen berücksichtigt werden, und die im Rahmen dieser Arbeit daher synonym behandelt werden. Eine Abgrenzung der unterschiedlichen Wirtschaftseinheiten findet sich z.B. bei: SCHIERENBECK [1995, S. 22-25].

geschlossen werden, die zwischen Energiemanagement und anderen betrieblichen Führungssystemen, etwa der Produkt- oder Finanzplanung, auftreten.

Da die betriebliche Wertschöpfung ferner den koordinierten Einsatz einer Vielzahl unterschiedlicher Energien erfordert, erweist sich die Bewertung möglicher Handlungsalternativen des Energiemanagements als überaus komplexe Problemstellung: So könnte etwa durch die großflächige Installation von Fenstern in einem Gebäude ein Teil der elektrischen Energie gespart werden, die ansonsten zur Erzeugung von Licht benötigt würde. Gleichzeitig ist allerdings denkbar, dass es hierdurch je nach Sonneneinstrahlung und Außentemperatur zu einer starken Aufheizung oder – aufgrund schlechterer Dämmeigenschaften der Fenster – Abkühlung der Räume kommt. Dies müsste wiederum über einen Einsatz von Raumkälte bzw. -wärme kompensiert werden, was die zuvor realisierte Elektrizitätseinsparung schmälern oder gar überkompensieren würde. Auch ist es wahrscheinlich, dass sich ein Mehr- oder Mindereinsatz von Energie im Rahmen der Gütererstellung – seien diese materieller oder immaterieller Art – ebenfalls auf die Qualität der gefertigten Produkte und Dienstleistungen auswirkt, welches wiederum nachfragebeeinflussende Konsequenzen zur Folge hätte.

Hinzu kommt, dass die Nutzung von Energie den komplementären Einsatz von Kapital in Form geeigneter Umwandlungstechnologien erfordert. Deren Lebensdauer ist nicht selten mit mehreren Jahrzehnten zu kalkulieren, was entsprechende Prognose- und Diskontierungsproblematiken aufwirft. Gleichzeitig prägt die Erzeugung bestimmter Energien – oder genauer gesagt die Umwandlung einer Einsatzenergie in eine andere Energieform – eine hohe Substituierbarkeit, die sich sowohl (qualitativ) auf die grundsätzliche Art des Umwandlungsprozesses bezieht als auch (quantitativ) auf das Verhältnis zwischen den hierfür einzusetzenden Mengen an Energie und Kapital: So lässt sich Raumwärme etwa durch den Einsatz von Erdgas, Elektrizität, Heizöl oder Kohlen erzeugen, wobei sich je nach Einsatzenergie auch unterschiedliche Anforderungen an die benötigte Umwandlungstechnologie – also die jeweiligen Heizungssysteme – ergeben. Des weitern kann ein bestimmtes Temperaturniveau in gewissen Grenzen mit einer geringeren Menge an Energie bereitgestellt werden, falls entsprechende wirkungsgradsteigernde Mehraufwendungen bei der Umwandlungstechnologie erfolgen (et vice versa).

Jedoch ist auch zu beachten, dass die so grundsätzlich fast unbegrenzten Substitutionsmöglichkeiten zumeist durch die konkreten Erfordernisse des Betriebsprozesses beschränkt werden. Diese können zunächst qualitativer Natur sein und etwa in Form von Sicherheitsstandards oder Regulationsanforderungen zum Ausdruck

kommen, wie es häufig bei Betrieben der chemischen Industrie der Fall ist. Vor allem aber ist die Energienutzung technologischen Restriktionen unterworfen: So können zwar alle unterschiedlichen Energieformen theoretisch beliebig ineinander umgewandelt werden, die hierfür notwendige Technologie ist jedoch nicht zwangsläufig verfügbar. Obwohl etwa mechanische Kraft in thermodynamischen Prozessen mit beliebigen Brennstoffen erzeugt werden kann, dominieren im Kfz-Bereich eindeutig Motoren auf Basis von Otto- und Dieselmotoren, wohingegen gasbeheizte Motoren erst in den letzten Jahren und nur in ausgewählten Modellreihen als Alternative angeboten werden. Häufig sind grundsätzlich vorhandene Substitutionsmöglichkeiten zudem durch Mindestgrenzen beschränkt, was die Energieintensität der jeweiligen Prozesse anbelangt. Als Beispiel kann hierfür etwa die Eigenerzeugung von Elektrizität genannt werden, wo selbst klein zu dimensionierende Blockheizkraftwerke elektrische Leistungsgrößen von 20 kW kaum unterschreiten.⁵ Da solche Anlagen aufgrund ihrer Kapitalkostenintensität nur in Verbindung mit hohen Auslastungen wirtschaftlich betrieben werden können, ergibt sich hier schnell die Problematik einer bedarfsüberschreitenden Erzeugung. So würde selbst ein Blockheizkraftwerk mit der genannten minimalen Leistung von 20 kW bei einer Auslastung von 7000 Stunden pro Jahr immer noch 140.000 kWh elektrische Arbeit erzeugen und damit deutlich über den Bedarfswerten der meisten Kleinverbrauchsbranchen liegen, die sich überwiegend zwischen ca. 500 kWh und 6000 kWh pro Beschäftigten bewegen.⁶

Obwohl energieintensive Fertigungsbetriebe daher über eine größere Auswahl an Instrumenten verfügen, folgt hieraus nicht, dass betriebliches Energiemanagement für andere Branchen mit einem geringeren Energiebedarf per se von untergeordneter Bedeutung sein muss. Grund hierfür ist nicht zuletzt die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte, die es bezogen auf das angeführte Beispiel ermöglicht, Überschussmengen an erzeugter Elektrizität unter Wettbewerbsbedingungen zu vermarkten. Wie im Verlauf der Arbeit noch gezeigt wird, sind hiermit allerdings neue Problemstellungen in Form von Unsicherheiten und Transaktionskosten verbunden, die bei der notwendigen Kosten-/Nutzen-Abschätzung Berücksichtigung finden müssen.

Schließlich zeichnet die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas der Umstand aus, dass eine Speicherung seitens des Nutzers technisch nicht möglich, oder zumindest ökonomisch nur in Grenzen wirtschaftlich ist. Dementsprechend

⁵ Vgl.: ASUE [2005, S. 6ff].

⁶ Vgl.: GEIGER [1999, S. 59].

kann keine zeitliche Abkopplung zwischen der Beschaffung dieser Energien und deren Einsatz im Betrieb erfolgen, was die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten auf Seiten der Energieversorger notwendig macht. Die hierdurch entstehenden Kosten werden dem Kunden durch eine zweigeteilte Preisstruktur geltend gemacht, die sich neben seiner insgesamt in Anspruch genommenen Energiemenge ebenfalls nach der Nachfrageentwicklung über die Zeit richtet. Durch diese Leistungskomponente eröffnet sich bei der Nutzung der leitungsgebundenen Energien neben einer mengenmäßigen ebenfalls eine zeitliche Gestaltungsoption. Verstärkte Bedeutung erfährt dieser Punkt in jüngster Zeit insofern, als sich mit der zuvor angesprochenen Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte gerade im Rahmen des Bezugs von Strom und Gas völlig neue Potentiale – und auch damit verbundene Problemstellungen – ergeben.

1.2 Würdigung bisheriger Veröffentlichungen

Führt man sich die bisherigen Veröffentlichungen vor Augen, so ist festzustellen, dass das Thema des betrieblichen Energiemanagements insbesondere seit dem Ende der 70er Jahren diskutiert wird. Dies dürfte nicht zuletzt darauf zurückzuführen sein, dass die damaligen Ölkrisen – oder genauer gesagt: Ölpreiskrisen – den Verbrauchern mit aller Deutlichkeit die über den Preis bewertete Knappheit von Mineralöl im Speziellen und die grundsätzliche Begrenztheit der Energieressourcen im Allgemeinen verdeutlicht haben.⁷ Vor diesem Hintergrund ist es auch zu erklären, dass als vornehmliches Ziel des Energiemanagements zunächst eine Senkung des betrieblichen Energiebedarfs angestrebt wurde: „The shortages and higher prices that arrived with the oil embargo of 1973-1974 inspired [...] a great appreciation of the need for energy conservation.“⁸ Diese auf Energieeinsparungen ausgerichtete Zielsetzung wurde im Zuge eines gesteigerten Umweltbewusstseins noch forciert: „Die Energieerzeugung und -verwendung ist eine der Hauptquellen der heutigen Umweltbelastung. Wenn man also einen wirkungsvollen Beitrag zur Reduzierung dieser Belastung leisten will, so muß man hier ansetzen.“⁹

Hierbei wird nicht selten implizit unterstellt, dass die (mengenmäßige) Senkung des Energieverbrauchs auch quasi zwangsläufig in einer (wertmäßigen) Einsparung der Energiekosten resultiere, ohne die These jedoch in gebührender Breite und Tiefe zu diskutieren. Insbesondere die im Rahmen einer Kostenbestimmung auftretenden

⁷ Vgl. z.B.: HOFFMANN [1983, S.12].

⁸ SANT [1982, S. 1],

⁹ DUSCHA [1996, Vorwort].

Schwierigkeiten, wie etwa Problematiken der Diskontierung und Kostenzurechnung oder die Berücksichtigung von Unsicherheiten wurden erst in jüngster Zeit oder noch gar nicht analysiert.¹⁰ Darüber hinaus werden zwar ‚die‘ Energiekosten allgemein als Zielgröße oder zumindest als einschränkende Bedingung für betriebliches Energiemanagement erkannt, jedoch erfolgt eine genauere Abgrenzung der hierunter zu fassenden Faktoren allenfalls im Ansatz: „Als Energiekosten werden nicht nur diejenigen Kosten betrachtet, die unmittelbar für den Bezug von Strom, Gas, Heizöl usw. entstehen, sondern auch die für Bevorratung, Verteilung, Umwandlung und Instandhaltung erforderlichen Investitionen entsprechend berücksichtigt.“¹¹ Hiervon unterschieden werden dann die „Fertigungseinzelkosten (Fertigungslöhne und -gehälter, Kapitalkosten)“¹². So plausibel eine derartige Abgrenzung auch zunächst erscheint, ist doch eine exakte Trennung zwischen Kosten der Energieumwandlung und Fertigung häufig kaum zu gewährleisten. So wird z. B. elektrischer Strom im Motor einer Bohrmaschine in mechanische Energie umgewandelt, gleichzeitig wird diese jedoch zur Bearbeitung von Materialien, also zur Fertigung eingesetzt. Sind die für die Bohrmaschine anfallenden Investitionen also den Energie- oder den Fertigungskosten anzurechnen? Diese Zurechnungsproblematik liegt im Wesen der Energienutzung an sich begründet, da der Einsatz von Energie auch stets an deren Umwandlungen gebunden ist. Entsprechend erscheint eine fundamentale Diskussion über relevante Zielgrößen für das Energiemanagement unumgänglich. Diese ist zudem um eine Analyse möglicher Wechselwirkungen mit dem betrieblichen Zielsystem als Ganzes zu ergänzen, bei der etwa Erfordernisse der Liquidität, Fragen der Finanzierung oder Rentabilitätsaspekte zu beachten sind.

Inhaltlich fällt auf, dass sich die vorliegende Literatur primär mit den technisch/physikalischen Vorgängen der Energienutzung beschäftigt und häufig einen normativ instrumentellen Charakter aufweist, indem beinahe katalogartig Möglichkeiten zur Optimierung des Energieeinsatzes im Betrieb aufgezeigt werden.¹³ Insbesondere soll verhindert werden, dass „beim Endeinsatz der Energie unnötig hohe Verluste auftreten, z.B. durch falsche Wahl der Maschinen und Anlagenart, falsche Dimensionierung der Energiewandler, ungünstige Prozessführung, unsachgemäße Bedienung, schlechte Ausnutzung u.a.“¹⁴ Zurückzuführen ist dieser Fokus

¹⁰ Eine Diskussion der zinsmäßigen Bewertung von Energieeinsparungen findet sich etwa bei: KREUZBERG [1996].

¹¹ BORCH, et al. [1986, S. 25].

¹² Ebd.

¹³ Vgl. z.B.: SCHÄFER [1988]; ISHORST-SOBANEK [1998], THUMANN [1999].

¹⁴ HUGEL [1977, Vorwort].

auf die verfahrenstechnischen Aspekte betrieblicher Energienutzung wohl nicht zuletzt auf den ingenieurwissenschaftlichen Hintergrund des Großteils der Autoren und der von ihnen anvisierten Leserschaft: „Im Vordergrund steht das Anliegen, Energiefachleuten verschiedener technischer Disziplinen Erkenntnisse aus jeweils anderen Fachrichtungen zu vermitteln“¹⁵. Ökonomische Fragestellungen können im Rahmen einer solchen Zielsetzung nur in Grundzügen behandelt werden: So wird lediglich angestrebt, der Leserschaft „neben technischen Zusammenhängen auch betriebswirtschaftliche Grundlagen wie Investitionsrechnungen oder Organisations-techniken im Hinblick auf Maßnahmen zur effizienten Energienutzung nahezubringen“¹⁶. Ohne die hohe Relevanz verfahrenstechnischer Aspekte für das betriebliche Energiemanagement bestreiten zu wollen, verspricht eine aus betriebswirtschaftlicher Sicht geführte Analyse durchaus neue Erkenntnisse hinsichtlich der in diesem Zusammenhang auftretenden Potentiale und Restriktionen, wobei eine vollkommen trennscharfe Abgrenzung natürlich nie erfolgen kann.

Des Weiteren beschränkt sich der Großteil der Veröffentlichungen auf bestimmte Energieverwendungen und/oder ausgewählte Betriebstypen, hier zumeist energieintensive Industrie und öffentliche Einrichtungen.¹⁷ Der Grund für diese bereits im Ansatz vollzogene Einschränkung der Arbeiten wird unmittelbar deutlich, wenn deren normativ-instrumentelle Ausrichtung im Zusammenhang mit dem allgegenwärtigen Charakter des betrieblichen Energiemanagements gesehen wird: Einerseits ist angestrebt, konkrete Handlungsempfehlungen zu erarbeiten, um „eine Verminderung des spezifischen Bedarfes zu erreichen, ohne daß dabei die Produktivität unserer Betriebe und unser Wohlstand leiden.“¹⁸ Andererseits ist die gezielte Energienutzung notwendige Grundlage aller wirtschaftlichen Tätigkeiten, so dass sich je nach den im konkreten Einzelfall vorliegenden betrieblichen Verhältnissen eine unüberschaubare Anzahl möglicher Handlungsalternativen des Energiemanagements ergeben. Als Folge ist eine Eingrenzung auf ausgewählte Betriebe bzw. Energieverwendungen im Rahmen normativer Forschung unausweichlich. Entsprechend stellen Arbeiten, deren Ausrichtung in einer allgemeingültigen Analyse der im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements auftretenden Problemstellungen liegt, die Ausnahme dar. Dies wirft insofern Forschungsbedarf auf, als konkrete Anleitungen zur Gestaltung der betrieblichen Energienutzung zumindest um die

¹⁵ WINJE [1986, Vorwort].

¹⁶ Ebd.

¹⁷ Vgl. z.B.: DUSCHA [1996]; HUGEL [1977], GRAWE [1991].

¹⁸ HUGEL [1977, Vorwort].

allgemeine Diskussion fundamentaler Gesichtspunkte zu ergänzen ist, wenn diese schon nicht deren Ausgangsbasis stellt.

Weiteren Nachdruck erfährt diese These vor dem Hintergrund, dass der Fokus der bisherigen Untersuchungen mit allgemeingültiger Ausrichtung primär auf der innerbetrieblichen Umwandlung und Verwendung von Energie liegt und die beschaffungs- und absatzseitigen Schnittstellen zu den jeweiligen Märkten kaum Beachtung finden.¹⁹ Dies kann insofern nicht verwundern, als sich energienutzende Unternehmen bis vor kurzem noch bei der Beschaffung der leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas auf regulierten Märkten bewegen mussten, auf denen die durch den jeweiligen Gebietsmonopolisten festgelegten Bezugskonditionen – wenn überhaupt – nur in engen Grenzen verhandelbar waren. Mit der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte ist dieser Bereich betrieblicher Energienutzung einem fundamentalen Wandel unterworfen: Konnten die Verbraucher zuvor lediglich zwischen der Eigenerzeugung der benötigten Elektrizität und deren Fremdbezug über den einen zuständigen Versorger entscheiden, ist es nunmehr – zumindest prinzipiell – möglich unter einer Vielzahl konkurrierender Stromanbieter zu wählen. Hierdurch entstehen einerseits Potentiale für eine Kostenreduktion, dies ist jedoch andererseits mit erhöhtem Aufwand bezüglich der Suche, Ausgestaltung und Bewertung der einzelnen Offerten verbunden.

Gleiches gilt für den Energiehandel: Erst mit der Öffnung der leitungsgebundenen Energiemärkte steht auch Betrieben, die nicht der öffentlichen Energieversorgung angehören die Möglichkeit offen, sich an einem übergreifenden Handel mit Strom und Gas zu beteiligen, dem nicht zuletzt aufgrund der Etablierung liquider Börsen – zumindest im Strombereich – steigende Bedeutung zukommt. Insbesondere durch den Börsenhandel eröffnet sich für Abnehmer von Elektrizität eine Fülle neuer Möglichkeiten zur Optimierung ihres Energiebezugs, die gleichzeitig jedoch auch neue Probleme aufwerfen, etwa im Hinblick auf den Umgang mit Preisvolatilitäten. Zudem ergeben sich in diesem Kontext neue Fragestellungen hinsichtlich der Nutzung der Transportnetze der Versorgungsunternehmen, welche für die Aufnahme von Strom- bzw. Gashandelsaktivitäten unumgänglich ist. Insbesondere die Analyse der Determinanten der Netznutzungsentgelte scheinen hier von hoher Bedeutung, beeinflussen diese Faktoren doch zu einem wichtigen Teil die Bezugskosten leitungsgebundener Energie.

¹⁹ Vgl.: WINJE [1991], WOHINZ [1989], BÖTTGES [1984].

Doch nicht allein die unmittelbaren Veränderungen des marktlichen Umfeldes sind in diesem Zusammenhang relevant, sondern auch politische Maßnahmen, wie etwa die neue Netzzugangsverordnung oder der im Rahmen der angestrebten Reduktion der Kohlendioxyd-Emissionen eingesetzte Zertifikatehandel. Ebenso sind derzeitige und absehbare technologische Entwicklungen hinsichtlich der Umwandlungs- und Anwendungsaggregate im Rahmen des Energiemanagements anzusprechen, wie z.B. die Mikroturbine oder die Brennstoffzelle.

1.3 Zielsetzungen und Aufbau der Arbeit

Aufbauend auf den obigen Ausführungen liegt die Zielsetzung der Arbeit in der Beantwortung der folgenden zentralen Fragestellungen:

- Was ist Gegenstand des betrieblichen Energiemanagements?
- Welche Bedeutung besitzt Energiemanagement im Rahmen der Betriebswirtschaft?
- Welche Ziele verfolgt das betriebliche Energiemanagement?
- Welche Gestaltungspotentiale bieten sich im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements?
- Welche Restriktionen und Schwierigkeiten sind hierbei zu beachten, und welche Konsequenzen sind hieraus zu ziehen?

Bei der Beantwortung dieser Fragestellungen wird versucht, eine möglichst allgemeingültige Analyse zu leisten, die nicht von vorneherein auf einige spezielle Betriebstypen oder Energieverwendungen beschränkt ist. Entsprechend sollen auch nicht detaillierte – aber dafür auf Einzelfälle beschränkte – Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, sondern vielmehr auf fundamentaler Ebene Ziele, Ansatzpunkte und Restriktionen von Energiemanagement diskutiert werden, um so grundsätzliche Faktoren zu identifizieren, die einen kritischen Einfluss auf den Erfolg diesbezüglicher Maßnahmen ausüben.

Als ein wesentliches Ergebnis der Untersuchung wird dabei die Hypothese bestätigt, dass zwar eine kaum zu überschauende Menge von Ansätzen zur Optimierung der betrieblichen Energienutzung existiert. Diese wird durch die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte noch um völlig neue Potentiale ergänzt, die auch über den eigentlichen Betriebsprozess hinausgehen. Allerdings sind hiermit zumeist derart komplexe Implikationen verbunden, dass ein betriebsintern institutionalisiertes Energiemanagement vor dem Hintergrund von (Transaktions-) Kosten-/Nutzen-Aspekten tatsächlich nur für wenige energieintensive Unternehmen sinnvoll

ist. Aufgrund der unbestrittenen Optimierungspotentiale bietet sich allerdings für alle anderen Betriebstypen die Auslagerung des Energiemanagements an, sei es in Form von Beratungs- oder Contractingleistungen.

Die Untersuchung wird primär aus einer betriebswirtschaftlichen Perspektive geführt, so dass die technisch/physikalischen Aspekte der Energienutzung, die insbesondere bei Umwandlungsvorgängen Relevanz besitzen, wenn möglich als ‚Black-Box‘ Prozesse behandelt werden. Hierfür rücken vielmehr ökonomische Fragestellungen in den Fokus der Betrachtung, die sich bei der Planung, Durchsetzung und Kontrolle von Maßnahmen des Energiemanagements ergeben und zu denen neben möglichen Zielkonflikten zwischen dem Energiemanagement und anderen Systemen der Unternehmensführung vor allem solche Probleme zu zählen sind, die sich im Zusammenhang mit der Kostenrechnung, dem Informationsmanagement und der Prognoseerstellung ergeben.

In besonderem Maße sind die veränderte Situation auf den leitungsgebundenen Energiemärkten und die hieraus resultierenden Implikationen für das betriebliche Energiemanagement zu berücksichtigen, wobei das Augenmerk aufgrund der langsameren Entwicklung des Gasmarkts auf dem Stromsektor liegen muss. Insofern beschränkt sich die Untersuchung auch nicht nur auf die innerbetriebliche Umwandlung und Verwendung von Energie, sondern umfasst ebenfalls die beschaffungsseitigen Schnittstellen zu den einzelnen Energiemärkten.

Um dieser Zielsetzung gerecht zu werden, ist es notwendig, eine möglichst allgemeingültige Abgrenzung des betrieblichen Energiemanagements vorzunehmen. Im ersten Teil der Arbeit erfahren hierfür, neben einer grundlegenden Einordnung des Management-Konzepts, die betriebliche Energienutzung als Managementgegenstand sowie die hierdurch verursachten Kosten als Managementziel eingehende Betrachtung. Konkret soll ein allgemeines System betrieblicher Energienutzung beschrieben werden, dessen Elemente und Beziehungen den unterschiedlichen Gestaltungsmaßnahmen des Energiemanagements unterworfen werden können und dessen Ebenen der Energieverwendung, -umwandlung und -beschaffung das strukturelle Gerüst der weiteren Analyse bilden. Auch werden im Rahmen der Frage nach den relevanten Zielgrößen des betrieblichen Energiemanagements zunächst die mit der Energienutzung verbundenen Kosten identifiziert, wobei jedoch in einem weiteren Schritt zu hinterfragen ist, inwiefern diese nach operationalen Gesichtspunkten sinnvoll abzugrenzen sind. So erweist sich vor allem die Kostenbewertung der finalen Energieverwendung als äußerst problematisch, was zu dem Schluss führt, eine engere Kostenabgrenzung als Hilfsgröße definieren zu müssen.

Aufbauend auf der allgemeinen Struktur betrieblicher Energienutzungssysteme werden in den folgenden Kapiteln Maßnahmen zur Gestaltung der Energieverwendung, -umwandlung und -beschaffung beschrieben und hinsichtlich ihrer Potentiale und Restriktionen analysiert, wobei nicht zuletzt die in diesem Zusammenhang relevanten Auswirkungen der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte Beachtung finden. Als konkreter Bezugsrahmen dient die Bundesrepublik Deutschland, prinzipiell lassen sich die Ergebnisse jedoch auf jede technologisch entwickelte, marktwirtschaftlich organisierte Volkswirtschaft übertragen.

2 BEDEUTUNG, GEGENSTAND UND ZIELE DES BETRIEBLICHEN ENERGIEMANAGEMENTS

2.1 Bedeutung des betrieblichen Energiemanagements

2.1.1 Vorbemerkungen

Wie im einleitenden Kapitel bereits herausgearbeitet, lässt sich betriebliches Energiemanagement als die zielgerichtete Gestaltung der Nutzung von Energie in Betrieben zum Zweck der Gütererstellung definieren.²⁰ Bevor in den folgenden Kapiteln die Gestaltungs-Instrumente des Managements (Kapitel 2.2), das System der betrieblichen Energienutzung (Kapitel 2.3) und die zu verfolgenden Zielsetzung (Kapitel 2.4) konkretisiert werden, soll im Sinne einer pragmatischen Voreinschätzung die Frage nach der potentiellen Bedeutung von Energiemanagement für die betrieblichen Praxis geklärt werden. In diesem Zusammenhang lässt sich auch der scheinbare Widerspruch zwischen der in Kapitel 1.2 angeführten hohen wissenschaftlichen Relevanz des Themas und der in Kapitel 1.3 festgestellten geringen Anzahl branchenübergreifender wirtschaftswirtschaftlicher Veröffentlichungen vertiefen.

Die ‚Bedeutung‘ des Energiemanagements lässt sich auf unterschiedlichen Ebenen beurteilen, zunächst etwa nach Maßgabe der Höhe des betrieblichen Energiebedarfs. Bereits diese mengenmäßige Bewertung wirft jedoch eine Reihe von Problemen auf, zu denen vor allem die Erhebung des betrieblichen Energieeinsatzes und dessen Zurechnung auf die erstellten Leistungen gehören. Dieser vom Ansatz her quantitativen Betrachtung muss zudem eine qualitative Beurteilung zur Seite gestellt werden, welche sich auf die Art und Weise der Energienutzung im betrieblichen Prozess bezieht und auf die hiermit verbundenen Gestaltungsmöglichkeiten. So ist es eingängig, dass auch ein hoher betrieblicher Energiebedarf kein bedeutendes Objekt von Managementaktivitäten sein kann, wenn von vorneherein feststeht, dass zu der aktuellen Situation keine Alternativen bestehen.

Für eine ökonomische Beurteilung kann eine reine Mengenbetrachtung jedoch nicht ausreichen. Hierfür ist vielmehr ein Maßstab zu finden, der eine wertmäßige Einordnung gegenüber dem Bedarf an anderen (Wirtschafts-) Ressourcen – wie etwa Kapital oder Personal – zulässt, wofür sich die Höhe der Energiekosten

²⁰ Vgl.: S. 6.

anbietet. Dieser bewertete Verzehr des Produktionsfaktors Energie ist jedoch aufgrund des infrastrukturellen Charakters der Energienutzung um einen weiteren Aspekt zu ergänzen: Die potentielle Bedeutung des Energiemanagements bestimmt sich nicht nur durch die tatsächlich auflaufenden Energiekosten, auch die möglichen Opportunitätskosten im Fall von Versorgungsengpässen müssen hier Beachtung finden.

2.1.2 Mengenmäßige Bedeutung

Der bundesdeutsche Primärenergiebedarf belief sich im Jahr 2004 auf rund 490 Mio. t SKE.²¹ Die den Verbrauchergruppen zur Verfügung gestellte Menge an Endenergie betrug in diesem Jahr knapp 315 Mio. t SKE, von der mit über 130 Mio. t SKE mehr als ein Drittel auf die Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen entfielen. Bedenkt man, dass zudem der nichtenergetische Verbrauch von gut 36 Mio. t SKE sowie ein bedeutender Anteil der fast 90 Mio. t SKE des Verkehrssektors zu betrieblichen Zwecken genutzt wird, zeigen sich gewerbliche Prozesse für den Großteil der energetischen Nachfrage in Deutschland verantwortlich:

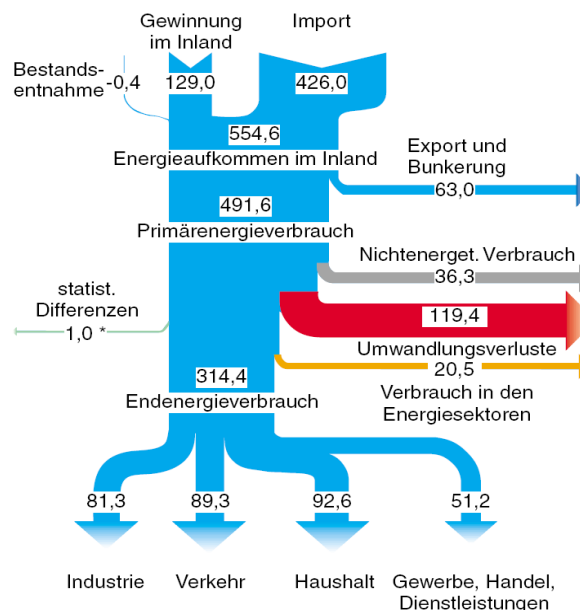


Abbildung 2: Energieflussbild 2004 für Deutschland in Mio. t SKE²²

²¹ Vgl. auch im Folgenden: AGEb [2005, Energieflussbild].

²² Quelle: Ebd.

Doch bereits solche hoch aggregierten und damit wenig differenzierten Angaben sind hinsichtlich ihrer Validität kritisch zu hinterfragen, was unter anderem auf unscharfe Abgrenzungen zwischen den unterschiedlichen Verbrauchszwecken zurückzuführen ist:

So gliedert sich zum Beispiel der Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs funktional in Bereiche ‚Personenverkehr‘ und ‚Güterverkehr‘.²³ Da der Güterverkehr unmittelbar im Rahmen betrieblicher Prozesse erfolgt, ist der hierdurch verursachte Energiebedarf auch von entsprechender Relevanz für ein betriebliches Energiemanagement. Beim Personenverkehr ist eine derart eindeutige Zuordnung hingegen nicht möglich. Zwar erfolgen mit unterschiedlichen Verkehrsarten und -zwecken weitere Kategorisierungen, die zur Differenzierung zwischen privatem und betrieblichem Energiebedarf beitragen können,²⁴ jedoch scheitert diese spätestens bei der Einordnung des motorisierten Individualverkehrs für Berufszwecke. Ist etwa die Anfahrt zur Arbeitsstätte mit dem eigenen PKW einem betrieblichen oder privaten Energieverbrauch zuzuordnen? So ist einerseits keine direkte Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens der Mitarbeiter auf ihrem Arbeitsweg möglich, und auch die hierdurch entstehenden Kosten belasten nicht den Betrieb an sich. Andererseits leitet sich dieser private Energiebedarf aus der betrieblichen Notwendigkeit ab, zum Arbeitsplatz zu gelangen, und weiterhin sind indirekte Steuerungsanreize denkbar, wie etwa über die Bereitstellung von betriebseigenen Parkplätzen oder alternativ dem Angebot von Vergünstigungen für die Nutzung des öffentlichen Personennahverkehrs.

Eine weitere Differenzierung des Endenergiebedarfs hinsichtlich der ihm zugrunde liegenden Prozesse zeigt, dass sich hierfür im industriellen Bereich vor allem die Warmwasser- und Prozesswärmeerzeugung verantwortlich zeigen. Weniger als ein Viertel des Bedarfs hingegen geht auf die Erzeugung mechanischer Energie und Beleuchtungszwecke zurück:

²³ Vgl.: BMVBW [2005, S. 226ff].

²⁴ Vgl.: BMVBW [2005, S. 234].

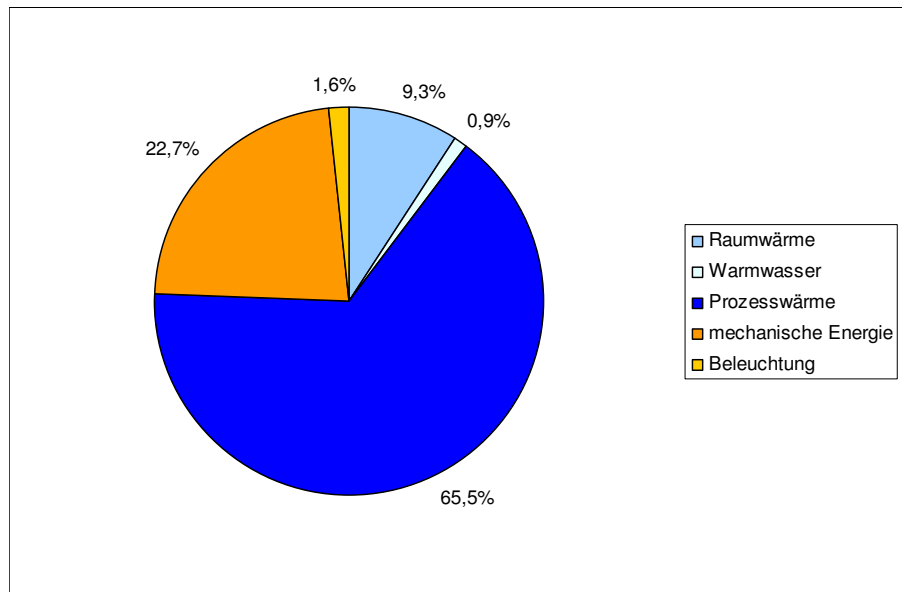


Abbildung 3: Aufteilung des industriellen Nutzenergieverbrauchs im Jahr 2002²⁵

Zudem fällt auf, dass im Industriesektor rund 60 % des Gesamtverbrauchs auf nur fünf energieintensive Branchen entfallen, nämlich der Steine- und Erden-Industrie, der Eisenschaffenden Industrie, der Nicht-Eisen-Metallindustrie, der chemischen Industrie und dem Papiergewerbe.²⁶

Im Sektor der gewerblichen Kleinverbraucher kommt der Wärmeerzeugung ein etwas geringerer Stellenwert zu. Dennoch zeigt sich auch hier die Erzeugung thermischer Energie für 70 % des gesamten Endenergiebedarfs verantwortlich, wobei sich im Vergleich zur Industrie das Verhältnis zwischen Raum- und Prozesswärmeerzeugung umgekehrt hat.

²⁵ Quelle: BMWI [2007, Tabelle 7].

²⁶ Vgl.: BMWI [1999, S. 22].

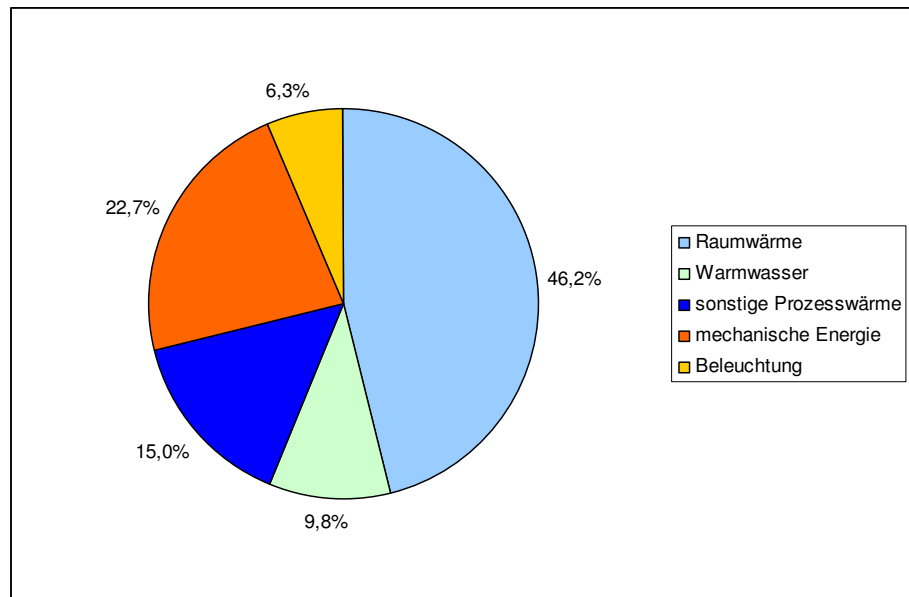


Abbildung 4: Aufteilung des Nutzenergieverbrauchs Kleingewerbe im Jahr 2002²⁷

Im Rahmen dieser Angaben ist jedoch kritisch anzumerken, dass für die Kleinverbrauchssektoren ‚Haushalte‘, sowie ‚Gewerbe, Handel und Dienstleistungen‘ keine gesicherte Datenbasis zur Verfügung steht. Für diese Bereiche können aufgrund fehlender Auskunftspflicht kaum empirische Bedarfswerte erhoben werden, vielmehr beruhen diese Angaben „in erheblichem Umfang auf Schätzungen und Hochrechnungen“²⁸.

Unabhängig von den genannten Problemen hinsichtlich der Bedarfsabgrenzung und vorhandener Datenbasis kann die reine Verbrauchsmenge an Endenergie alleine kaum ein geeigneter Indikator für die Bedeutung des betrieblichen Energiemanagements sein, bedenkt man, dass hierunter die *Gestaltung* der Energienutzung für betriebliche Prozesse verstanden wird. Insofern reicht es nicht aus, allein quantitativ die absolute Höhe des Energiebedarfs zu betrachten, sondern es ist im Sinne einer qualitativen Beurteilung weiterhin die Frage zu stellen, inwieweit überhaupt eine Beeinflussung dieser Menge möglich ist.

Ohne einer tieferen Analyse zu sehr vorzugreifen, lässt sich in diesem Rahmen folgende generelle Problemstellung ansprechen: Jegliche Nutzung von Energie erfordert zunächst deren Umwandlung in geeigneten Anlagen. Je nach Güte der vorhandenen Technologie bedarf es einer höheren oder niedrigeren Menge an einzusetzender Energie, um ein identisches Ergebnis zu erzielen. Hierbei ist

²⁷ Quelle: Ebd.

²⁸ AGEb [2006b, S. 6].

grundsätzlich ein hohes Substitutionspotential zwischen (dem in die Umwandlungsaggregate zu investierenden) Kapital und dem resultierenden Energiebedarf festzustellen, was grundsätzlich einen breiten Gestaltungsspielraum des Energiemanagements eröffnet. Tatsächlich unterliegt dieser jedoch in der betrieblichen Praxis häufig erheblichen Einschränkungen, die vor allem auf zwei Gründe zurückzuführen sind.

Zum einen zeichnen sich viele der notwendigen Anwendungstechnologien durch verhältnismäßig lange Nutzungsdauern und hohe Spezifität aus, welche einen Wiederverkauf und Nachrüstungen erheblich einschränkt. Ist dementsprechend die Investition in eine bestimmte Anlage erfolgt, bestehen bis zu deren Abschreibung üblicherweise kaum Möglichkeiten, den resultierenden Energiebedarf über eine Substitution durch Kapital zu beeinflussen. Eingängiges Beispiel hierfür sind Heizungssysteme oder Anlagen zur Warmwasserbereitung. Eine Verbesserung der Energienutzung ist hier ohne weiteres nur dann möglich, wenn irrationales Verbrauchsverhalten – also die Verschwendung von Energie, etwa durch unnötiges Heizen – identifiziert und abgestellt werden kann.

Hinzu kommt, dass beim Großteil der Geräte, die im Rahmen der betrieblichen Energienutzung zum Einsatz kommen, nicht der resultierende Energiebedarf, sondern andere Attribute bei deren Anschaffung im Vordergrund stehen. Am deutlichsten wird dies bei Informations- und Kommunikationstechnologien: Computer etwa werden kaum in Hinblick auf ihren Stromverbrauch ausgewählt als vielmehr nach Maßgabe ihrer Prozessor- und Speicherfähigkeit. Insofern ist selbst zum Investitionszeitpunkt der Gestaltungsspielraum des Energiemanagements häufig stark eingeschränkt. Je energieintensiver sich ein Prozess jedoch gestaltet, desto mehr rückt der Energiebedarf bei Investitionsentscheidungen in den Vordergrund und desto mehr Möglichkeiten bieten sich für das Energiemanagement. Dies ist bereits ein erster Hinweis darauf, dass – unabhängig von den noch zu analysierenden wirtschaftlichen Problemstellungen – Betriebe mit einer geringen Energieintensität allein aufgrund technischer Gegebenheiten über weniger Energiemanagement-Potential verfügen als große Energieverbraucher.

2.1.3 Kostenmäßige Bedeutung

Nach der klassischen Kategorisierung von Produktionsfaktoren handelt es sich bei Energie um ein Betriebsmittel und somit um einen einzigen unter einer Vielzahl von Produktionsfaktoren, die zur betrieblichen Leistungserstellung notwendig sind. Dies ist insofern von Bedeutung, als jegliche Managementaktivität zwangsläufig die Bindung betrieblicher Ressourcen zur Folge hat. Diese sind auf jeden Fall personeller Art, da die involvierten Mitarbeiter nicht mehr für andere Zwecke zur Verfügung stehen, und können zudem finanzieller Art sein, da sich eventuell investiertes Kapital nicht mehr für andere Zwecke verwenden lässt. Als Folge schränkt die Aufnahme von Energiemanagement-Aktivitäten zwangsläufig das Potential zur Verbesserung anderer betrieblicher Prozesse ein. Insofern sind Maßnahmen des Energiemanagements nur dann sinnvoll, wenn der hierdurch zu erreichende Nutzen größer ist, als der potentielle Nutzen anderer Optimierungsalternativen. Um dies allerdings beurteilen zu können, reicht die rein mengenmäßige Betrachtung des betrieblichen Energieverbrauchs nicht aus. Vielmehr ist mit den *Energiekosten* – oder genauer: den *Energiebezugskosten*²⁹ – auf eine Wertkomponente abzustellen, die eine Vergleichbarkeit mit den übrigen Produktionsfaktoren ermöglicht.

Betrachtet man hierzu die absolute Höhe der Energiekosten, so sind diese mit fast 4 Mrd. Euro im Jahre 2002 am bedeutsamsten für die chemische Industrie.³⁰ Dahinter folgen die Metallerzeugung und -verarbeitung mit gut 3,6 Mrd. Euro sowie das Ernährungsgewerbe mit knapp 2 Mrd. Euro. Doch wie bereits ausgeführt, erlangen diese Zahlen erst dann Gehalt, wenn sie in den Vergleich mit anderen Kostengrößen gestellt werden. So sind zwar die Energiekosten der chemischen Industrie absolut gesehen die höchsten. Gemessen an den gesamten Kosten dieser Branche in Höhe von rund 108 Mrd. Euro, betragen sie jedoch keine 4 %.³¹ Noch deutlicher wird die Diskrepanz beim Ernährungsgewerbe, dessen Energiekosten trotz des dritthöchsten Absolutbetrages lediglich zu 1,9 % an den Gesamtkosten beteiligt sind.³² Dem entgegen betragen bei der Gewinnung von Steinen und Erden die Energiekosten in Höhe von insgesamt lediglich 372 Mio. Euro anteilig mehr als 10 % der Gesamtkosten, wie folgende Abbildung verdeutlicht:

²⁹ Zu den Schwierigkeiten bei der Bestimmung der Energiekosten, vgl. Kapitel 2.4.2.

³⁰ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 27].

³¹ Vgl.: STATISTISCHES BUNDESAMT [2004, Tabelle 13.3], eigene Berechnungen.

³² Ebd., auch im Folgenden.

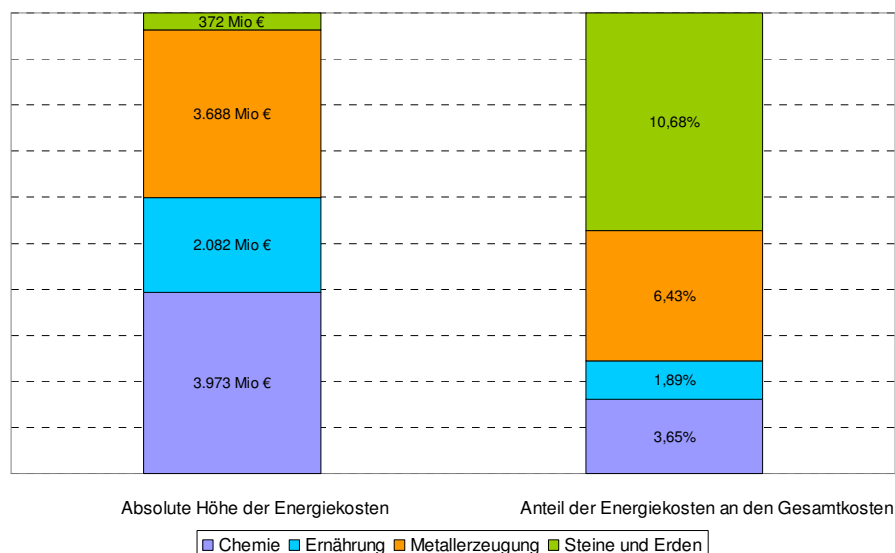


Abbildung 5: Vergleich absoluter und relativer Energiekosten in der Industrie³³

Im Gegensatz zur Industrie stellt sich die Ermittlung von Angaben zu den Energiekosten des Sektors ‚Gewerbe, Handel und Dienstleistung‘ ungleich schwieriger dar. Eine regelmäßige Datenerhebung erfolgt hier weder von der Arbeitsgruppe Energiebilanzen, noch von Statistischen Ämtern oder Ministerien auf Bundes- oder Landesebene. Auch projektmäßige Analysen, die sich mit der Energienutzung von gewerblichen Kleinverbrauchern befassen, stellen nicht auf die hier zu verzeichnenden Energiekosten, sondern auf den zugrunde liegenden Energieverbrauch ab.³⁴ Bereits dieser Umstand mag einen Hinweis darauf geben, dass den hier anfallenden Energiekosten eine verhältnismäßig geringe Bedeutung beigemessen wird.

Eine Konkretisierung dieser Einschätzung soll – zumindest überschlägig – am Beispiel der Handelsbranche erfolgen: So steht als Ergebnis jüngster Erhebungen, dass Handelsbetriebe pro Jahr rund 50 TWh an Brennstoffen sowie knapp 28 TWh an Elektrizität verbrauchen.³⁵ Bezogen auf die Anzahl der Beschäftigten ergibt sich ein spezifischer Energiebedarf von 9.835 bzw. 5.507 kWh pro Mitarbeiter (MA). Da weder die Art der Brennstoffe, noch allgemeine Indizes für Energiebezugspreise dieser Branche bekannt sind, sollen für weitere Analysen folgende Annahmen getroffen werden: Zunächst wird davon ausgegangen, dass der Preis des Energiebezugs sowohl für Brennstoffe als auch für Elektrizität dem von privaten Haushaltskunden entspricht. Zudem wird unterstellt, dass der gesamte Brennstoffbedarf durch

³³ Quelle: STATISTISCHES BUNDESAMT [2004, Tabelle 13.3], eigene Berechnungen.

³⁴ Vgl.: GEIGER [1999] und BMWI [2004]

³⁵ Vgl. auch im Folgenden: BMWI [2004, S. 109ff].

Erdgas gedeckt wird. Rechnungen auf Basis dieser – zugegebenermaßen unrealistischen – Prämissen sind insofern von Vorteil, als das Ergebnis mit Sicherheit nicht unter den tatsächlich anfallenden Energiekosten der einzelnen Handelsbetriebe liegen wird und somit als maximal zu erwartende Kostenbelastung angesehen werden kann.

Konkret liegt diese nach Maßgabe der veröffentlichten Daten bei jährlich rund 1.500 Euro pro Mitarbeiter – ein Wert, der weniger als 4 % der approximativen Lohnkosten der Handelsbranche ausmacht.

Bezugseinheit		5.084.000 MA
---------------	--	--------------

Strom	Strombedarf	5.507 kWh/MA
	Bezugspreis	0,18 ct/kWh
	Stromkosten	991 €/MA

Gas	Gasbedarf	9.835 kWh/MA
		32.000 kJ/m ³
	Umrechnung	35.405.193 kJ
		1.106 m ³
	Bezugspreis	44 ct/m ³
	Gaskosten	487 €/MA

Energiekosten	1.478 €/MA
Lohnkosten	40.000 €/MA
Verhältnis	3,70 %

Tabelle 1: Vergleich von Energie- und Lohnkosten im Handel³⁶

Mit anderen Worten: gelingt es einem Handelsbetrieb, seine Lohnkosten um 4 % zu senken, so entspricht dies der Einsparung sämtlicher Energiekosten. Insofern ist es auch kaum verwunderlich, dass einer Optimierung der Energienutzung in vielen Handels- und Dienstleistungsbetrieben bislang noch kein großer Stellenwert eingeräumt wird.

Angesichts dieser Ergebnisse mag man zum Schluss kommen, dass Energiemanagement allenfalls für wenige Betriebe von Bedeutung sein dürfte, nämlich für solche, die sowohl absolut als auch relativ hohe Energiekosten zu tragen haben, und bei denen zudem von technischer Seite her die Möglichkeit besteht, Einfluss auf die betrieblichen Energieflüsse zu nehmen. Dies sind ausschließlich energieintensive Unternehmen, die insbesondere der Chemischen und Eisenschaffenden Industrie, dem Ernährungsgewerbe, der Gewinnung von Steinen und Erden sowie der

³⁶ Vgl.: STATISTISCHES BUNDESAMT [2004, Tabelle 14.3], eigene Berechnungen.

Nichteisen-Metallerzeugung zugehörig sind. Dieser Einschätzung stehen allerdings auch einige Gegenargumente gegenüber:

So ist zunächst festzustellen, dass die bisher betrachteten Energiebezugskosten nur einen Teil der gesamten Energiekosten darstellen, in die ebenfalls die Kapitalkosten der notwendigen Umwandlungstechnologien einfließen.³⁷ Zudem ist für die Beurteilung der ökonomischen Sinnhaftigkeit von Handlungsalternativen nicht nur deren potentieller Nutzen, sondern auch der hierfür in Kauf zu nehmende Aufwand von Bedeutung. In diesem Zusammenhang ließ gerade die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte die Realisierung unterschiedlichster Optimierungspotentiale quasi zum ‚Nulltarif‘ vermuten – nicht zuletzt bestärkt durch entsprechend optimistische Veröffentlichungen der letzten Jahre.³⁸

Langfristig ist zudem zu erwarten, dass den Energiekosten auch branchenübergreifend steigende Bedeutung zukommen wird. Hierfür spricht sowohl die noch immer anhaltende Automatisierung von Fertigungsprozessen, jedoch auch die zunehmende Bedeutung IT-basierter Anwendungen – beides Entwicklungen, bei denen menschliche Arbeitskraft durch den Einsatz von Kapital und Energie substituiert wird. Hinzu kommt, dass es sich bei der hierfür notwendigen Energieform insbesondere um elektrische Energie handeln muss, ein Endenergieträger, der aufgrund seiner notwendigen Umwandlung im Vorfeld der Nutzung die höchsten (energie-)spezifischen Kosten aufweist.³⁹ Diesem auch in Zukunft zwangsläufig bestehenden Energiebedarf steht andererseits nur ein begrenztes Angebot an fossilen Energieträgern gegenüber, eine Situation, die über kurz oder lang zu Knappheiten und damit zu steigenden Energiepreisen führen wird.

Ein weiterer Punkt, der für die Bedeutung des betrieblichen Energiemanagements trotz einer (noch) niedrigen durchschnittlichen Energiekostenbelastung spricht, ist die kurzfristig stark eingeschränkte Substituierbarkeit des Energieeinsatzes. Diese Tatsache ermöglicht es den Energieversorgern, etwaige Kostensteigerungen ohne nennenswerte Absatzeinbußen an die Endverbraucher weiterzureichen. Diese haben nur dann die Möglichkeit auf die gestiegenen Energiebezugskosten zu reagieren, wenn diese eine Neuinvestition in die zugehörige Umwandlungstechnologie rechtfertigt. Exakt diese Problematik konnte im Rahmen der jüngsten Diskus-

³⁷ Dies unabhängig von den hiermit verbundenen Abgrenzungs- und Aufteilungsproblemen die in Kapitel 2.4.2 besprochen werden.

³⁸ Inwieweit sich diese Hypothese allerdings als haltbar erweist, ist nicht zuletzt auch Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

³⁹ Vgl. BMWI [2007, Tabelle 26].

sionen über gestiegene Gas- und Strompreise beobachtet werden, bei denen die Lieferanten von Endenergie gestiegene Bezugskosten – auf dem Strommarkt etwa resultierend aus dem CO₂-Zertifikatehandel – weitgehend an ihre Abnehmer weitergereicht haben.

Vor allem ist aber zu bedenken, dass nicht allein die tatsächlich *anfallenden* Energiekosten das Relevanzkriterium für ein betriebliches Energiemanagement sein können. Vielmehr ist auch zu beachten, welche Kosten durch die Nutzung von Energie im Rahmen der Produktionsprozesse *vermieden* werden. Aufgrund des infrastrukturellen Charakters der Energienutzung sind diese vermiedenen Opportunitätskosten ausgesprochen hoch: Kommt es zu einer Einschränkung beim Energiebezug, oder kommt dieser gar vollständig zum Erliegen, so sind hiervon in der Regel sämtliche betrieblichen Prozesse betroffen. Berücksichtigt man, dass in diesem Fall zwar auch keine variablen Kosten anfallen, so können die vermiedenen Opportunitätskosten dennoch mindestens mit der Höhe der betrieblichen Deckungsbeiträge beziffert werden. Wie gravierend ein solcher Abriss des Energiebezugs tatsächlich ist, lässt sich recht deutlich an den Kosten des Blackouts in Nordamerika im August 2003 veranschaulichen, die auf 7 bis 10 Milliarden US-Dollar geschätzt werden.⁴⁰ Insofern kann die grundsätzliche Relevanz von Energiemanagement auch für weniger energieintensive Unternehmen nicht von vorneherein in Abrede gestellt werden, selbst wenn das größere Potential diesbezüglicher Maßnahmen sicherlich bei den Fertigungsbetrieben der Chemischen und Eisen-schaffenden Industrie, dem Ernährungsgewerbe, der Gewinnung von Steinen und Erden sowie der Nichteisen-Metallerzeugung liegt.

⁴⁰ Vgl.: BLIEM [2005, S.3].

2.1.4 Sonderstellung der industriellen Energienutzung

Die Ausführungen der Kapitel 2.1.2 und 2.1.3 deuten bereits an, dass vor allem der industrielle Bereich ein hohes Potential für Maßnahmen des Energiemanagements birgt, so dass im Folgenden kurz auf die dort herrschenden Energieverbrauchs-, -umwandlungs- und -beschaffungsverhältnisse im Besonderen eingegangen werden soll. In diesem Zusammenhang fällt zunächst auf, dass der Energieverbrauch der Industrie mit rund 80 Mio. t SKE deutlich über dem Verbrauch des anderen betrieblichen Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen liegt, der lediglich gut 50 Mio. t SKE beträgt.⁴¹ Noch deutlicher wird die unterschiedliche Bedeutung der Energienutzung für industrielle bzw. kleingewerbliche Betriebe bei gleichzeitiger Berücksichtigung des jeweiligen Anteils an der volkswirtschaftlichen Bruttowertschöpfung. Dieser betrug im Jahr 2004 für die Industrie mit 1.890 Mrd. Euro nur rund 28 %, wohingegen der weitaus größere Teil auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen entfällt.⁴² Somit setzen Unternehmen dieses Sektors nicht nur absolut weniger Energie ein, die relative Bedeutung der Energienutzung für ihre Produktionstätigkeit ist zudem deutlich geringer als in der Industrie. Hinzu kommt, dass viele industrielle Produktionsprozesse – etwa in der chemischen Industrie – auf Endenergieträger als Rohstoffe oder Zwischenfabrikate zurückgreifen und diese einem nicht-energetischen Verbrauch zuführen. Insofern deutet bereits die Bedarfshöhe an, dass Aspekte der Energienutzung für industrielle Betriebe per se eine weitaus höhere Bedeutung besitzen als für Betriebe des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.

Doch nicht nur der konsolidierte Gesamtbedarf der Industrie ist höher, auch die Nachfrage nach den einzelnen Endenergieträgern ist wesentlich differenzierter als in Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbetrieben, wie die nachfolgenden Abbildungen verdeutlichen:

⁴¹ Vgl.: AGEB [2005, Energieflussbild].

⁴² Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 1], eigene Berechnungen.

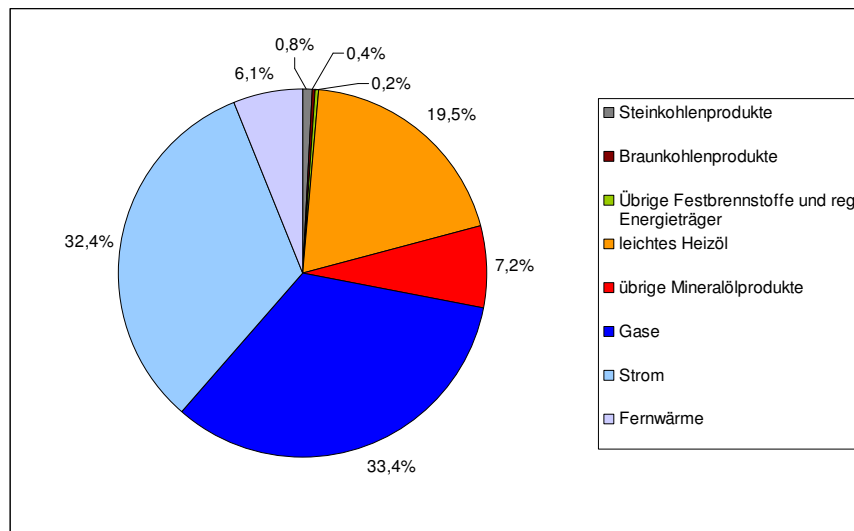


Abbildung 6: Anteiliger Endenergiebedarf des Kleingewerbes im Jahr 2002⁴³

Wie deutlich zu erkennen ist, dominieren im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen neben der leitungsgebundenen Energieträgern Gase und Strom die Mineralölprodukte, wobei hier der Schwerpunkt auf dem leichten Heizöl liegt. Fernwärme ist hingegen von geringer Bedeutung, der Bedarf an Festbrennstoffen ist so gut wie nicht vorhanden.⁴⁴

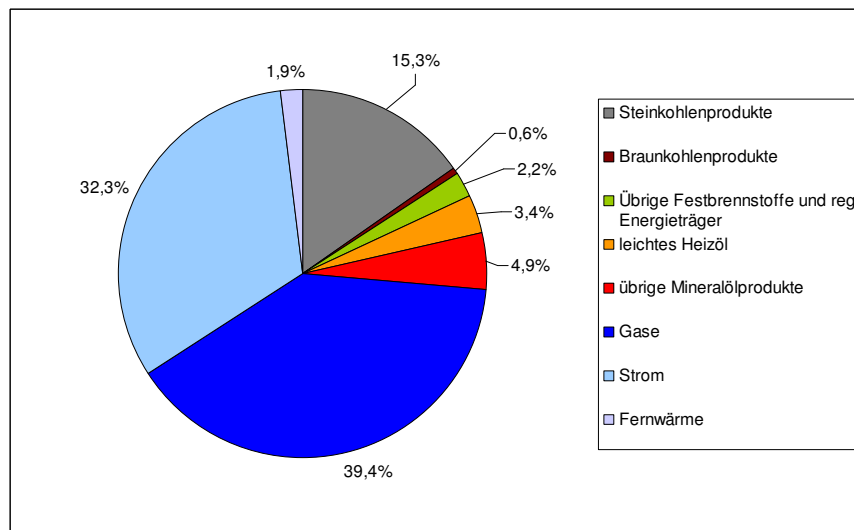


Abbildung 7: Anteiliger Endenergiebedarf der Industrie im Jahre 2002⁴⁵

⁴³ Quelle: AGEb [2007a]. Der Bezug auf das Jahr 2002 ist damit zu begründen, dass von der AG-Energiebilanzen bis dato keine gesicherten Angaben über den Endenergiebedarf der Folgejahre gemacht werden.

⁴⁴ Dabei ist zu bemerken, dass der Bedarf an übrigen Brennstoffen aufgrund der zunehmenden Nutzung von erneuerbaren Energieträgern wie Holzpellets oder Solarkollektoren aller Voraussicht nach in den letzten Jahren auf 0,4 % angestiegen ist. Vgl.: AGEb [2007a].

⁴⁵ Quelle: AGEb [2007b].

Auch wenn beim industriellen Endenergiebedarf ebenfalls Strom und Gas dominieren, so ergibt sich im Vergleich zu kleingewerblichen Betrieben eine deutlichere Differenzierung hinsichtlich der nachgefragten Energieträger. So sind insbesondere Steinkohlenprodukte als weitere relevante Bedarfsgröße hinzugekommen, und auch die übrigen Festbrennstoffe nehmen einen größeren Raum ein, was ebenfalls ein größeres Potential beim Energiemanagement vermuten lässt.

Hinsichtlich der Energieumwandlung wurde festgestellt, dass die industrielle Energienutzung insbesondere der Wärmebereitstellung dient. Hierbei fällt allerdings auf, dass im Gegensatz zum Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen der Fokus nicht auf der Bereitstellung von Raumwärme liegt, sondern vielmehr die Erzeugung von hochenergetischer Prozesswärme bezweckt wird. Gut zwei Drittel des industriellen Nutzenergiebedarfes sind hierauf zurückzuführen. Dies ist insofern von Interesse, als die Prozesswärmeerzeugung gegenüber der Bereitstellung von Raumwärme ein deutlich höheres Maß an Optimierungspotential bietet bzw. an Planungstiefe erfordert:

So sind die qualitativen und quantitativen Anforderungen der Raumwärmeerzeugung unmittelbar mit den Vorgaben verbunden, die sich aus den gebäudetechnischen Eigenschaften des jeweiligen Objektes ergeben.⁴⁶ Jedoch ist davon auszugehen, dass die relevanten Bestimmungsparameter – etwa die Isolationsqualität der Außenwände, die Raumaufheizung durch Sonneneinstrahlung, oder gar die grundsätzliche Gebäudeform – nach erfolgter Errichtung des Gebäudes kaum noch weiteren Veränderungen unterliegen und insofern auch beim integrierten Heizsystem nach Fertigstellung des Baus nur wenig Spielraum für Variationen besteht. Anders stellt sich die Situation für die Prozesswärmeerzeugung dar, wo Art und Eigenschaften der gefertigten Produkte wiederum die Anforderungen bestimmen, die an die Energieerzeugung gestellt werden. Dabei ist es allein aufgrund der (im Vergleich zur Gebäudenutzungsdauer) üblicherweise kürzeren Produktlebenszyklen wahrscheinlich, dass sich hier häufiger die Notwendigkeit – und gleichzeitig die Option – zur Variation von Qualität und Quantität der bereitgestellten Prozesswärme ergibt. Darüber hinaus wird insbesondere in energieintensiven Industriebetrieben die Güte der gefertigten Produkte nicht nur durch die verwendeten Materialien, sondern auch durch den Fertigungsprozess als solchen bestimmt – und damit gleichzeitig durch die Spezifikationen des Energieeinsatzes.

⁴⁶ Vgl. hierzu auch Kapitel 2.4.1 und 2.4.2.

So ist für viele Produktionsprozesse der chemischen Industrie die Zuführung von Prozesswärme notwendig. Je nach maximalem Temperaturniveau, Gleichmäßigkeit und Regelbarkeit der Wärmeabgabe, ergeben sich hierbei unterschiedliche Fertigungsqualitäten und Ausschussquoten der erstellten Produkte. Hinzu kommen solche Aspekte, die zwar nicht direkt mit der Produktqualität in Verbindung stehen, dennoch für den Unternehmenserfolg von Interesse sind, wie etwa Fragen der Entsorgung bzw. der Umweltverträglichkeit. Konkret hat also eine Variation der Produktqualität über Änderungen der Verfahrenstechnik auch unmittelbaren Einfluss auf die betriebliche Energienutzung, was wiederum für eine höhere Bedeutung des Energiemanagements im industriellen Bereich spricht. Je nach Relation der Energiekosten ist es sogar denkbar, dass im Sinne einer integrierten Optimierung die Planung von Energienutzung und Produktqualität als gleichwertige Zielgrößen nebeneinander stehen.⁴⁷

Anders stellt sich die Situation hingegen bei den gewerblichen Kleinverbrauchern dar: Während der Energieeinsatz im industriellen Sektor häufig unmittelbar mit dem eigentlichen Fertigungsprozess verbunden ist oder sogar dessen Kern darstellt (etwa bei der Eisenverhüttung), steht bei kleingewerblichen Betrieben die Bereitstellung von Raumwärme bzw. Warmwasser im Vordergrund. Damit ist die betriebliche Energienutzung hier weniger von (unmittelbar) produktiver, als vielmehr von infrastruktureller Natur – durch den gezielten Einsatz von Energie werden erst die Voraussetzungen geschaffen, um dem eigentlichen Betriebszweck nachgehen zu können. Entsprechend weniger Bedeutung hat eine qualitative Veränderung der erstellten Produkte und Leistungen für die betriebliche Energienutzung.

Darüber hinaus sind für den Bereich der Raumwärmebereitstellung auch die technischen Erzeugungsalternativen als solche limitiert. Obwohl grundsätzlich jeder Energieträger zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann, haben sich bei der Niedertemperaturwärme bis dato die beiden Brennstoffe Gas und leichtes Heizöl durchgesetzt, auf deren Basis inzwischen rund 80 % der Raumwärme bereitgestellt wird.⁴⁸ Entsprechend konzentriert sich das Angebot der Anlagenhersteller fast ausschließlich auf Öl- und Gasheizungen.⁴⁹ Erst durch die Marktreife der erneuerbaren Wärmeerzeugung, wie etwa Wärmepumpen oder Holzpellettheizungen, existie-

⁴⁷ Allerdings ist davon auszugehen, dass in der Zielhierarchie üblicherweise die geforderten Produkteigenschaften als notwendige, und der hierfür (kosten-) optimale Energiebedarf als untergeordnete hinreichende Bedingung angesehen wird. Vgl. hierzu auch die Diskussion in Kapitel 2.4.1 und 2.4.2.

⁴⁸ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 7], eigene Berechnungen.

⁴⁹ So bietet etwa der Heizungshersteller VAILLANT derzeit fast 30 Heizungen auf Gasbasis an, hingegen nur 5 elektrisch betriebene Systeme. Festbrennstoffe, wie Stein- oder Braunkohlenkoks kommen überhaupt nicht zum Einsatz.

ren seit jüngster Zeit Technologien, die einen steigenden Anteil an der Raumwärmeerzeugung verbuchen und als ernstzunehmende Alternativen angesehen werden können.

All diese Argumente sprechen zunächst dafür, dass dem betrieblichen Energiemanagement insbesondere im industriellen Sektor eine hohe Relevanz zugesprochen werden kann. Jedoch ist auch der Umkehrschluss nicht von der Hand zu weisen, dass bei Unternehmen der Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbranche ein entsprechendes ungenutztes Potential vermutet werden kann, welches nicht zuletzt aufgrund der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft ebenfalls einer genauere Analyse bedarf.

2.2 Das Managementkonzept

2.2.1 Vorbemerkungen

Trotz seines angloamerikanischen Ursprungs hat sich die Bezeichnung ‚Management‘ auch im deutschen Sprachraum inzwischen zu einem feststehenden Begriff entwickelt. Zurückzuführen ist dies anscheinend auf die deutsche Übersetzung des 1941 von BURNHAM verfassten Werkes „The Managerial Revolution“, in welchem der Übersetzer bewusst auf die Einführung eines „besonderen deutschen Wortes dafür [das Management]“⁵⁰ verzichtet, da anderenfalls eine „Beteiligung an dem internationalen Gedankenaustausch“⁵¹ erschwert werden könnte. Dennoch hat sich in der deutschsprachigen Betriebswirtschaftslehre bislang keine einheitliche Definition von Management durchsetzen können.⁵² Trotz – oder gerade wegen – zahlreicher Versuche einer allgemeingültigen Abgrenzung weicht das in der Literatur zu findende Verständnis über Inhalt, Ausrichtung und Bedeutung von Management zum Teil soweit voneinander ab, dass es unmöglich ist, eine einzige Definition zu erarbeiten, die allen gängigen Interpretationen gerecht wird. Entsprechend hat sich Management in der Praxis zu einem betriebswirtschaftlichen Modebegriff entwickelt, der beinahe beliebig auf unterschiedlichste unternehmerische Fragestellungen Anwendung findet.

Um in Anbetracht dieser terminologischen Schwierigkeiten dennoch eine ausreichend klare begriffliche Grundlage für weitere Analysen zu schaffen, ist es im Folgenden notwendig, explizit auf die wichtigsten Wesensmerkmale des Manage-

⁵⁰ BURNHAM [1949, S.10].

⁵¹ Ebd.

⁵² Vgl.: STAEHLE [1999, S. 71].

ments einzugehen, wobei jedoch bereits an dieser Stelle deutlich werden muss, dass es sich für die vorliegende Themenstellung weder um eine in ihrer vollen Breite noch Tiefe erschöpfende Darstellung allgemeiner Managementtheorie handeln kann. Hierfür sei auf die umfangreiche Literatur zu diesem Thema verwiesen. Andererseits müssen für einen vollständigen Überblick über die wesentlichen Funktionen des Managements – zumindest in Ansätzen – auch solche Aspekte angesprochen werden, die für das betriebliche Energiemanagement nur am Rande von Interesse sind.

2.2.2 Entwicklung des Managements

In der wirtschaftswissenschaftlicher Literatur gilt es als unstrittig, dass insbesondere die politischen, ökonomischen und technologischen Entwicklungen im Zuge der Industriellen Revolution den Ausgangspunkt der heutigen Managementtheorien bilden.⁵³ Die mit der Industrialisierung einhergehende Arbeitsteilung bedingte einen grundlegenden Wandel der Produktionsformen: So war bis Mitte des achtzehnten Jahrhunderts der traditionelle Handwerksbetrieb vorherrschend, in dem der Handwerker sämtliche notwendigen Aufgaben wie Rohstoffeinkauf, Produktbearbeitung und -verkauf in Personalunion wahrnahm. Die mit der Industrialisierung aufkommende Fabrikfertigung führte dagegen zu einer Spezialisierung der am Produktionsprozess Beteiligten auf jeweils wenige Teilaufgaben mit der Folge, dass die Effizienz der Gütererstellung zunehmend auch durch die Koordinationsgüte an den jeweiligen Schnittstellen bestimmt wurde.

Darüber hinaus hat die fortschreitende personenbezogene Trennung der Produktionsfaktoren Kapital und Arbeit zu einer weiteren betriebswirtschaftlichen Problemstellung geführt: Konnte zuvor ein Handwerker selbst durch entsprechende Anpassung der Produktqualität und/oder -quantität aktiv und unmittelbar Einfluss auf seine Marktposition nehmen, wurden die Beteiligten im Fall der Fabrikfertigung diesbezüglich mit einer komplexeren Situation konfrontiert. Während der am Fertigungsprozess nicht beteiligte Unternehmer die Produkteigenschaften nur mittelbar beeinflussen konnte, jedoch unmittelbar von der Gewinn- oder gar Verlustsituation betroffen war, schlugen sich für den Arbeiter Gewinnänderungen, die unmittelbar aufgrund seines Produktionsverhaltens entstanden waren, allenfalls mittelbar in dessen Einkommenssituation nieder, was die Etablierung entsprechender Anreiz-Systeme erforderte.

⁵³ Vgl.: HOPFENBECK [1998, S. 29].

Ausgehend von diesen Koordinations- und Anreiz-Problematiken entwickelten sich unterschiedliche Lösungsansätze, welche insbesondere die Optimierung von Produktionsprozessen, die Motivation der Beschäftigten und die Organisation der betrieblichen Strukturen zum Gegenstand hatten und die zu den klassischen Managementschulen des ‚Scientific-Management‘⁵⁴, des ‚Human-Resource‘ Ansatzes⁵⁵ und der ‚Organization Theory‘⁵⁶ führten, die die Ausgangspunkte der weiteren Entwicklungen bilden.⁵⁷ Trotz ihrer unterschiedlichen Ausrichtung – auf Arbeitstechnik, sozial-psychologische bzw. administrative Ansätze – kennzeichnet die klassischen Managementschulen doch gemeinsam ihr Anspruch, durch planvolle Veränderung der genannten Aspekte eine Verbesserung der betrieblichen Leistung zu erreichen. Mithin kann Management in einer ersten Annäherung als gezielte Gestaltung des Betriebs (sowohl in institutioneller als auch prozessualer Hinsicht) definiert werden.

In den 60er Jahren wurde durch Arbeiten von KAST und ROSENZWEIG⁵⁸ ein systemtheoretisch orientiertes Managementkonzept vorgestellt, dessen Zielsetzung nicht zuletzt die Zusammenfassung der unterschiedlichen Managementschulen innerhalb einer einzigen Theorie war. Ausgangspunkt dieses Ansatzes stellt die allgemeine Systemtheorie, die auf der Erkenntnis beruht, dass innerhalb der einzelnen Wissenschaftsbereiche häufig gleichartige Phänomene für materiell unterschiedliche Erkenntnisobjekte zu beobachten sind.⁵⁹ Hierauf aufbauend wird die Zielsetzung verfolgt, auf formaler Ebene generelle Gesetzmäßigkeiten für strukturgleiche Erscheinungsformen verschiedenen realen Inhalts zu erarbeiten, die als Systeme bezeichnet werden. Als Ergebnis wird so ein „kohärenter begrifflicher und konzeptueller Ansatz [...] angestrebt [...], welcher es ermöglicht, grundlegende Systemprobleme und Lösungsmöglichkeiten zu vergleichen und aus den Unterschieden und/oder Äquivalenzen Erkenntnisse zu ziehen“⁶⁰. Definiert wird ein System allgemein durch eine „Ansammlung von Elementen [...], die miteinander in Beziehung stehen“⁶¹. Eine inhaltliche Spezifizierung von Systemen erfolgt somit

⁵⁴ Vgl.: TAYLOR [1995], aber auch schon BABBAGE [1999].

⁵⁵ Vgl.: MAYO [1977].

⁵⁶ Vgl.: FAYOL [1929].

⁵⁷ Eine ausführlichere Darstellung ist zu finden bei: MASSIE [1971, S. 12-25].

⁵⁸ Vgl.: KAST [1974].

⁵⁹ Vgl. hierzu: BERTALANFFY [1979].

⁶⁰ WILLKE [1989, S. 9]. Vgl. auch: GROCHLA [1974, S. 12], FRANKEN [1974, S. 26].

⁶¹ Vgl.: LOCHSTAMPFER [1974, S. 9, o .H.].

über eine Konkretisierung der Systemelemente sowie der zwischen ihnen bestehenden Relationen, deren Gesamtheit die Systemstruktur ausmacht.

Während die Elemente eines immateriellen logischen Systems abstrahierend durch „konjunktiv verknüpfte Merkmale“⁶² beschrieben werden, stellen Elemente materieller Systeme reale Objekte und Personen mit beobachtbaren Austauschbeziehungen dar.⁶³ Ein Element ist hierbei „durch seinen Input und eine Funktion, die den Zusammenhang zwischen Input und Output wiedergibt – die so genannte Übergangsfunktion – definiert“⁶⁴, ohne dass die Vorgänge im Innern des Elements interessieren.⁶⁵ Entsprechend dem Aggregationsgrad der Betrachtung können somit Elemente auch als Systeme dargestellt werden und umgekehrt. Zudem lassen sich sowohl innerhalb eines Systems mehrere Elemente zu Subsystemen zusammenfassen, als auch außerhalb der Systemgrenzen befindliche Umsysteme definieren.⁶⁶ Bestehen Beziehungen zwischen den Elementen eines Umsystems und denen des betrachteten Systems, so wird dieses als ‚offen‘ bezeichnet. Die Anzahl und Verschiedenheit der Systemelemente und der zwischen ihnen bestehenden Kopplungen korreliert ferner positiv mit dem Komplexitätsgrad eines Systems. Die Struktur dynamischer Systeme ist zudem ständigen Veränderungen unterworfen, über deren Verlauf und Ergebnis in nicht-deterministischen Systemen jedoch keine gesicherten A-priori-Aussagen getroffen werden können, sondern allenfalls mit der Beilegung von Wahrscheinlichkeiten der Eintritt erwarteter Ereignisse angegeben werden kann. Vor diesem Hintergrund werden Betriebe als materielle, offene, komplexe, dynamische und nicht-deterministische Systeme interpretiert.

Obwohl einzelne Aspekte des systemtheoretischen Managementansatzes durchaus kritisch beurteilt werden,⁶⁷ bietet dieser für die vorliegende Themenstellung dennoch einen adäquaten methodischen Rahmen: Um einerseits dem Anspruch gerecht zu werden, eine möglichst allgemeingültige wie umfassende Analyse des betrieblichen Energiemanagements zu geben, andererseits aber die Vielzahl beobachtbarer Energieverwendungen und Unternehmensformen einer betriebspezifischen Bearbeitung entgegensteht, kann offensichtlich eine von realen Inhalten abstrahie-

⁶² FUCHS [1974, S. 27].

⁶³ Vgl.: LOCHSTAMPFER [1974, S. 10].

⁶⁴ LEHMANN [1971, S. 256].

⁶⁵ Vgl.: LOCHSTAMPFER [1974, S. 10].

⁶⁶ Vgl.: Ebd.

⁶⁷ So sieht sich dieser vor allem der Kritik ausgesetzt, zwar beschreibende, nicht aber erklärende Relevanz zu besitzen. Vgl. etwa: MESCON [1981, S. 58-59], implizit auch bei: STEINMANN [1999, S. 126]. Eine Gegenargumentation liefert z.B.: WILLKE [1989, S. 9-11].

rende Darstellung als Lösungsansatz für dieses Dilemma in Frage kommen. Zudem fügt sich die Zielsetzung, verfahrenstechnische Aspekte so weit wie möglich aus den Betrachtungen auszuschließen, unmittelbar ein in systemtheoretische ‚Black-Box‘-Konzept, welches ausschließlich auf Input-/Output-Ströme eines Elementes abstellt, ohne die intern ablaufenden Transformationsprozesse in allen Einzelheiten zu beschreiben.⁶⁸

Wurde Management zuvor als die zielgerichtete Gestaltung des Betriebs beschrieben, so lässt sich diese Definition aus systemtheoretischer Perspektive nun als zielgerichtete Gestaltung der Systemelemente und -relationen (also der Systemstruktur) konkretisieren. Um also einer genaueren Eingrenzung des betrieblichen Energiemanagements gerecht zu werden, gilt es daher im Weiteren, sowohl den Gestaltungsprozess als auch das zu gestaltende System und die hierbei verfolgte Zielsetzung näher zu beschreiben. In diesem Zusammenhang können mit den Managementfunktionen Planung, Organisation, Personaleinsatz, Führung und Kontrolle allgemeine Teilaufgaben identifiziert werden, durch deren Erfüllung die Systemgestaltung vollzogen wird.⁶⁹ Üblicherweise stehen diese Managementfunktionen nicht lose nebeneinander, sondern werden dynamisch als unterschiedliche Phasen einer Abfolge von Aufgaben im Sinne eines Managementprozesses gesehen.⁷⁰

⁶⁸ Einschränkung erfahren Black-Box Betrachtungen allerdings für den Fall, dass das untersuchte Element eine Person darstellt, deren Verhalten nicht durch solche technokratische Input-Output Funktion beschrieben werden kann, sondern sich vielmehr als Ergebnis individueller sozio-psychologischer Phänomene ergibt.

⁶⁹ Vgl.: STEINMANN [1999, S. 8ff].

⁷⁰ Vgl.: KOONTZ [1976, S. 19].

2.2.3 Die Managementfunktionen

2.2.3.1 Planung

Als gedankliche Vorwegnahme zukünftiger Entwicklung bildet die Planung den logischen Ausgangspunkt des Managementprozesses. Ein nicht auf planvollem Handeln basierendes Management kann höchstens zufällig von Erfolg gekrönt sein.⁷¹ Ähnlich wie für das Management lässt sich für den Planungsbegriff ein breites Spektrum an Definitionsvorschlägen finden, welches Planung unter anderem „als «Entwurf einer gewünschten Zukunft», als «Organisierung sozialer Systeme», als Zukunftsgestaltung» oder als «System von Entscheidungen» bzw. als «Entscheidung über Entscheidungen» definiert.“⁷² In Anbetracht dieser insgesamt uneinheitlichen Abgrenzung ist es sinnvoll, sich einer Definition zunächst über die Beschreibung grundsätzlicher Merkmale, Funktionen und Dimensionen der Planung zu nähern. In diesem Zusammenhang gelten als allgemeine Merkmale der Planung deren Zukunftsbezogenheit, Rationalität sowie deren Gestaltungs-, Prozess- und informationeller Charakter.⁷³

So finden Planungen stets vor der eigentlichen Realisation von Maßnahmen statt, was bedeutet, dass Planung auf Prognosen fußen muss, die grundsätzlich mit Unsicherheiten belastet sind. Als Folge dieser Unsicherheiten ist die Gefahr von Fehlplanungen nicht auszuschließen, so dass Planungsprozesse durch entsprechende Kontrollen zu ergänzen sind. Ferner ist Planung in dem Sinne als rational zu bezeichnen, da sie einen bewussten, zielgerichteten und methodisch-systematischen Vorgang darstellt, als dessen Ergebnis eine optimale Zweck-Mittel-Relation angestrebt wird. Weiterhin basiert Planung zwar auf Prognosen erwarteter Entwicklungen, sie geht jedoch über eine reine Beschreibung der Zukunft hinaus, indem sie unter Berücksichtigung alternativer Aktionsmöglichkeiten konkrete Maßnahmen als Lösungsvorschläge erarbeitet und insofern gestalterischen Charakter besitzt. Hierbei ist Planung in aller Regel kein einmaliger Akt, sondern ein sich häufig wiederholender mehrstufiger Prozess ohne definitiven Beginn oder Abschluss.⁷⁴

Wurde zuvor als genereller Zweck der Planung die Gewährleistung der Effizienz unternehmerischen Handelns genannt, so lässt sich dies über die Erfüllung der

⁷¹ Vgl.: ADAM [1980, S. 11].

⁷² WILD [1976, S. 12-13].

⁷³ Vgl.: WILD [1974, S. 13-14].

⁷⁴ Vgl.: ADAM [1996, S. 35].

folgenden Funktionen konkretisieren:⁷⁵ Planung soll sowohl Koordinationsmängel vermindern als auch dazu beitragen, Fehlentscheidungen durch eine ausreichende Entscheidungsvorbereitung zu reduzieren. Ferner soll Planung aufgrund ihrer Zielorientiertheit die Leistung der einzelnen Unternehmensbereiche erhöhen, durch laufende Anpassung an sich verändernde Marktbedingungen die Ertragssituation der Unternehmung stabilisieren und schließlich die Grundlage für Kontrollprozesse bilden.

Da gerade planvolles Handeln kennzeichnend für menschliches Verhalten ist, sind auch faktisch alle unternehmerischen Aktivitäten Gegenstand mehr oder weniger intensiver Planung – was nicht zuletzt die erhebliche Breite der diesbezüglich existierenden Auffassungen und Abgrenzungen erklärt. Den wohl bekanntesten Versuch, einerseits die Vielzahl möglicher Planungsinhalte zu verdeutlichen, ohne andererseits eine ausreichende Strukturierung zu vernachlässigen, stellt das Modell von STEINER dar, der Planung anhand der fünf Hauptdimensionen Planungsobjekte, Planungselemente, Zeithorizont, Charakteristika und organisatorischer Ebene definiert.⁷⁶ Die genannten Hauptdimensionen lassen sich wiederum anhand untergeordneter Kriterien – für die zeitliche Dimension etwa kurz-, mittel-, lang- und unbefristet – in weitere Subdimensionen unterteilen, deren denkbaren Kombinationen dann die Menge möglicher Planungen charakterisiert, wobei bereits STEINER selbst bemerkte, dass seine Einteilung keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Zumeist wird Planung als ein den übrigen Managementfunktionen übergeordneter Vorgang aufgefasst, da sie entweder deren Grundlage (für Organisation, Personaleinsatz und Führung) oder deren Maßstab (im Rahmen der Kontrolle) bildet und insofern auch von einem ‚Primat der Planung‘ gesprochen wird.⁷⁷ Jedoch sieht sich eine solche plandeterministische Auffassung des Managements zunehmender Kritik ausgesetzt, die insbesondere an den hohen informatorischen Voraussetzungen, den schwierigen Umgang mit Zielkonflikten, der Unterschätzung von Implementierungsproblemen, der begrenzten Möglichkeit zur Fremdsteuerung und der Überforderung der Planung als Quelle von Flexibilität ansetzt.⁷⁸ Die Schwierigkeiten, die Planungsprozesse für das betriebliche Energiemanagement aufwerfen, werden insbesondere unter dem Aspekt der Unsicherheit in den Kapiteln 4.2.3.6, 4.3.1 und 5.2.1 diskutiert. Unabhängig hiervon endet Planung stets in einem gedanklichen Konstrukt und

⁷⁵ Vgl.: HAMMER [1988, S. 16].

⁷⁶ Vgl.: STEINER [1969, S. 12].

⁷⁷ Vgl.: KOONTZ [1976, S. 131].

⁷⁸ Vgl.: STAEHLE [1999, S. 82].

bedarf praktischer Realisation, um den angestrebten Gestaltungsprozess des Managements tatsächlich in Gang zu setzen.

2.2.3.2 Organisation

Als erster Umsetzungsschritt ist hierfür im Rahmen der ‚Organisation‘ ein Handlungsgefüge zu errichten, das alle sich aus der Planung ergebenden Aufgaben spezifiziert und zielgerecht miteinander verknüpft. Von zentraler Bedeutung ist dabei der Aufbau plangerechter Stellen und Abteilungen, die mit den entsprechenden Kompetenzen und Weisungsbefugnisse auszugestalten sind.⁷⁹

Werden Betriebe als Handlungssysteme verstanden, die sich durch die Erzeugung und Bewahrung eines Komplexitätsgefälles gegenüber ihrer Umwelt konstituieren und erhalten, so dient die Organisation hierfür als wesentliches Mittel: Ausgangspunkt ist die Überlegung, dass sich Systeme gegenüber ihrer Umwelt nicht zwangsläufig durch physische Merkmale unterscheiden lassen, sondern dass eine Abgrenzung vielmehr selbstreferentiell durch betriebliche Handlungen, Sinnverarbeitung und Kommunikation erfolgt.⁸⁰ Die Grenze zwischen System und Umwelt ergibt sich dann aus einer Differenz der Komplexität zwischen Innen- und Außenverhältnis, konkret in einem Komplexitätsgefälle zwischen Umwelt und System. Erst durch diese Komplexitätsreduktion ist Orientierung in einer Umwelt möglich, deren vielfältige Elemente und Beziehungen sich in ihrer Gesamtheit nicht erfassen lassen. Organisation leistet hierzu einen wesentlichen Beitrag, indem durch die selektive Schaffung und Verknüpfung von Abteilungen und der von ihnen zu leistenden Aufgaben eine strukturelle Ordnung erreicht wird, die der Umwelt nicht inne ist.

In diesem Kontext wird unmittelbar der duale Charakter der Organisationsfunktion offensichtlich, gilt es doch, sowohl die Strukturierung von Gebilden (Aufbauorganisation) als auch von Prozessen (Ablauforganisation) zu gewährleisten,⁸¹ wobei in jüngerer Zeit verstärkt die letztere Ausprägung in den Fokus der Betrachtungen gerückt ist, etwa im Rahmen des ‚Business-Process-Reengineering-‘ oder des ‚Lean-Production-Konzepts‘.⁸² Allerdings wird diese klassische Trennung in Aufbau-

⁷⁹ Vgl.: STEINMANN [1999, S. 8].

⁸⁰ Vgl.: Ebd., S. 127].

⁸¹ Vgl.: KOSIOL [1962, S. 32, 186-188].

⁸² Vgl.: STAEHLE [1999, S. 672].

und Ablauforganisation dahingehend kritisiert, als sie lediglich gedanklich zu leisten sei und sich somit für praktische Organisationsarbeiten kaum als nützlich erweise.⁸³

Von dieser Diskussion unabhängig gilt als klassischer Ansatz jeglicher organisatorischer Tätigkeit das durch KOSIOL geprägte ‚Analyse-Synthese Konzept‘.⁸⁴ Hiernach bildet die vom Betrieb im Wirtschaftsprozess zu erfüllende ‚Aufgabe‘ den generellen Ausgangspunkt von Organisation (sowohl aufbau- als auch von ablauforientiert). Diese Aufgabe gilt es zunächst mittels einer Analyse in ihre elementaren Teilaufgaben zu zerlegen, um sich so einen vollständigen und systematischen Überblick über den zu organisierenden Tatbestand zu verschaffen. KOSIOL geht davon aus, dass „die mit der Erfüllung der Leistungsaufgabe anfallenden übrigen [...] Aufgaben für die konkrete Realität nicht deduktiv abgeleitet werden können. Vielmehr ist es notwendig, die Induktion anhand der empirisch gewonnenen Erfahrung vorzunehmen.“⁸⁵ Auf welche Weise dann eine Aufgabenanalyse für neue Betriebsformen durchgeführt werden kann, für die keine entsprechenden Erfahrungswerte vorliegen, wird in diesem Zusammenhang jedoch offen gelassen.⁸⁶

Die analytische Zergliederung der Gesamtaufgabe gilt allerdings noch nicht als organisatorischer Vorgang an sich, sondern ist vielmehr um die Zuordnung der Teilaufgaben auf strukturierende Einheiten (den Stellen und Abteilungen) zu ergänzen, deren koordinierte Verknüpfung abschließend im Rahmen eines Syntheseprozesses zu gewährleisten ist. Zu diesem Zweck sind die zwischen den Stellen und Abteilungen bestehenden Beziehungen zu konkretisieren, die idealiter Verteilungs-, Leitungs-, Stabs-, Arbeits- und Kollegienzusammenhänge umfassen.⁸⁷ Während der Verteilungszusammenhang unmittelbar durch das teleologische Verhältnis der Teilaufgaben zur Gesamtaufgabe bestimmt wird, ergänzt der Leitungszusammenhang dieses System unter Betonung von Rangmerkmalen um eine hierarchische Ordnung. Darüber hinaus werden Hilfsaufgaben an sog. Stabsstellen ausgegliedert, die den Leitungsstellen als beratende Einheiten zur Seite gestellt werden, und die so einen ergänzenden Beziehungskomplex zum vorhandenen Verteilungssystem begründen. Als Ergebnis ergibt sich ein in sich geschlossenes Gliederungssystem, das allerdings noch um ein Kommunikationssystem zu ergänzen ist. Dieses wird durch den Arbeits-, und Kommunikationszusammenhang

⁸³ Vgl.: LUHMANN [1968, S. 43].

⁸⁴ Vgl.: KOSIOL [1962, S. 32-33].

⁸⁵ KOSIOL [1962, S. 42].

⁸⁶ Ähnliche Kritik findet sich auch bei STEINMANN [1999, S. 398].

⁸⁷ Vgl.: KOSIOL [1962, S. 77-79].

beschrieben und konkretisiert die unterschiedlichen Möglichkeiten der Kontaktaufnahme und des Informationsaustausches auf unpersönlichem bzw. persönlichem Wege.

2.2.3.3 Personaleinsatz und -führung

Nach Abschluss der Organisation ergibt sich die Notwendigkeit einer anforderungsgerechten Personalbesetzung der geschaffenen Stellen. Ziel des Personaleinsatzes muss es also sein, „die personellen Ressourcen in der gewünschten Quantität und Qualität, zur rechten Zeit und am rechten Ort bereitzustellen. Das benötigte Personal wird beschafft, ausgelesen, nach der Einstellung verwaltet und betreut; nicht (mehr) benötigtes Personal wird entlassen, verrentet, abgefunden.“⁸⁸ Hierbei handelt es sich nicht um einen einmaligen Vorgang, sondern um einen fortlaufenden Prozess, der die ständige Sicherstellung und Erhaltung der Humanressourcen gewährleisten soll. Hierfür sind neben der Personalbeschaffung und -auswahl ebenso die Personalbeurteilung und -entwicklung als auch eine adäquate Entlohnung zu leisten.⁸⁹

Während im Rahmen der Entlohnung eine Beeinflussung des Personals ausschließlich auf materieller Ebene erfolgt,⁹⁰ bezweckt Führung, dies über eine persönliche Interaktion zu erreichen: „Directing and leading are the interpersonal aspect of managing“⁹¹ Wenn Führung so als ein gezieltes „Verhalten, welches das Verhalten anderer verändert“⁹² definiert wird, kann dies entweder durch die Ausübung äußeren Zwangs oder die Aktivierung innerer Motivation erfolgen.⁹³

Äußerer Zwang kann dabei aus einem der Führungskraft zugewiesenen positionalem Herrschaftsbefugnis oder sonstigen faktischen Beherrschungsverhältnissen entspringen. Jedoch werden Zwangsmaßnahmen als Führungsinstrumente allenfalls in Ausnahmesituationen als sinnvoll erachtet: Führung als Managementfunktion bezweckt insbesondere die Mobilisierung des Leistungsvermögens der Mitarbeiter. Die Ausübung von Zwang resultiert jedoch per Definition in Tätigkeiten, die gegen den Willen des Ausführenden erfolgen müssen. Entsprechend ist auch

⁸⁸ STAEHLE [1999, S. 776].

⁸⁹ Vgl.: STEINMANN [1999, S. 637]. Eine tiefere Darstellung der Personalbeschaffung, -auswahl, -beurteilung und -entwicklung findet sich etwa bei: OLFERT [1998, S. 116ff], OECHSLER [1997, S. 170ff], DRUMM [2000, S. 95ff] oder BERTHEL [1997, S. 384ff].

⁹⁰ Vgl. hierzu etwa: KOSIOL [1962a, S. 19].

⁹¹ KOONTZ [1976, S. 536].

⁹² STAEHLE [1999, S. 328].

⁹³ Vgl.: RICHTER [1989, S. 172].

davon auszugehen, dass hierdurch Abwehrhaltungen seitens des Gezwungenen aufgebaut werden, die eine vollständige Mobilisierung seines Leistungsvermögens von vorneherein ausschließen. Folglich wird es als es vornehmliches Ziel von Führungsprozessen angesehen, die innere Motivation der Mitarbeiter für eine möglichst weitgehende Ausschöpfung ihres Leistungspotentials zu aktivieren.

Motivation stellt in diesem Zusammenhang keine empirisch fassbare Größe dar, sondern vielmehr ein hypothetisches Konstrukt, das als ein intervenierender Prozess zwischen den situativ-personellen Bedingungen und dem im Einzelfall beobachtbaren Verhalten angesehen wird und mit dessen Hilfe Aufschluss über die Beweggründe menschlichen Handelns gewonnen werden soll.⁹⁴ Grundsätzlich wird Motivation dadurch erklärt, dass sich in der persönlichen Grunddisposition eines Menschen (die auch als Motiv bezeichnet wird) zu einem bestimmten Zeitpunkt ein Spannungszustand ergibt, der sich als Wunsch, Bedürfnis oder Erwartung manifestiert, und der danach drängt, gelöst zu werden. Als Folge wählt der Mensch bestimmte Verhaltensweisen aus, von denen er erwartet, dass sie zu einer Auflösung des Spannungszustands beizutragen vermögen.⁹⁵

Dieses einfache Grundmodell des Motivationsprozesses wirft jedoch eine Reihe weiterer Fragen auf, etwa nach dem Auslöser der Spannungen, nach der Natur der Wünsche und Bedürfnisse oder nach den Kriterien der Handlungswahl, deren Beantwortung Gegenstand unterschiedlicher Motivationstheorien ist.⁹⁶ Auf Basis der hieraus gewonnenen Erkenntnisse sind weiterhin instrumentelle Führungsstil-Modelle entwickelt worden, mit deren Hilfe eine Beeinflussung der Mitarbeiter dergestalt erfolgen soll, dass ein angestrebtes Leistungs- oder Verhaltensniveau erreicht werden kann.

Eine Kategorisierung möglicher Führungsstile liefert in diesem Zusammenhang die sog. ‚Kontinuum-Theorie‘, nach welcher sieben Stile unterschieden werden können, als deren Extrempunkte ein autoritäres bzw. ein demokratisches Führungsverhalten definiert werden.⁹⁷ In diesem Zusammenhang setzte sich schnell die Erkenntnis durch, dass es *den einen* optimalen Führungsstil nicht gibt, sondern entweder die Führung an die Situation angepasst werden muss, in der sich Führender und Geführte befinden oder eine Situation zu schaffen ist, die dem individuellen Füh-

⁹⁴ Vgl.: STAEHLE [1999, S. 219].

⁹⁵ Vgl.: RICHTER [1989, S. 173] sowie OECHSLER [1997, S. 102].

⁹⁶ Eine ausführliche Darstellung der wichtigsten Theorien findet sich in: SCHOLZ [2000, S. 878ff].

⁹⁷ Vgl.: STEINMANN [1999, S. 572].

rungsstil entspricht.⁹⁸ Als situationsbestimmende Faktoren werden in diesem Zusammenhang insbesondere die aktuelle Problemstellung, der Informationsstand des Führenden und der Geführten sowie Akzeptanz-, Qualitäts- und Effizienzüberlegungen angesehen.⁹⁹

Besonders auffällig ist die im Rahmen der Führungsforschung zu beobachtende Vielzahl unterschiedlicher Modellansätze, die sich zudem einer einheitlichen Klassifikation zu entziehen scheinen.¹⁰⁰ Unabhängig hiervon herrscht jedoch Einigkeit darüber, dass insbesondere die Bestimmung des Zusammenhangs zwischen den Führungsaktionen und der Reaktion der Geführten als genereller Problempunkt der Führungsforschung angesehen werden muss.¹⁰¹ So ist zunächst die Auswahl relevanter Erhebungskriterien mit Schwierigkeiten verbunden, da sich ein universales Set von Indikatoren aufgrund der Situationsbezogenheit von Führung nicht formulieren lässt. Darüber hinaus ergeben sich insbesondere auf empirischer Ebene Schwierigkeiten bei der Zuordnung bestimmter Verhaltensentwicklungen auf Führungsaktionen. Grund hierfür ist die fehlende Monokausalität der Verhaltensreaktionen, da Führungsmaßnahmen nur eine unter weiteren betrieblichen Optionen darstellt – man denke etwa an die Entlohnung, Arbeitszeit- oder Arbeitsplatzgestaltung – Einfluss auf das Personal zu nehmen. Schließlich ergeben sich auch nicht zu vernachlässigende Messprobleme bei der Quantifizierung der Bestimmungskriterien, da diese oftmals lediglich nach qualitativen Maßstäben beobachtet werden können und so die Transformation auf ein operationalisierbares Skalenniveau erfordern. Nicht zuletzt auf diese Problemstellungen ist es wohl zurückzuführen, dass „den meisten deskriptiven Untersuchungen die präskriptive Konsequenz und umgekehrt den meisten deskriptiven Empfehlungen der empirische Effektivitätsbeweis“¹⁰² fehlt. Für das betriebliche Energiemanagement ist Personalführung insbesondere im Rahmen der rationellen Energieverwendung von Relevanz, bei der es darum geht, die Mitarbeiter dazu zu bewegen, unnötigen Energieverbrauch abzustellen.

⁹⁸ Vgl.: STAEHLE [1999, S. 348ff].

⁹⁹ Vgl.: SCHOLZ [2000, S. 934].

¹⁰⁰ Vgl. hierzu etwa die Einordnung der Kontinuums-Theorie bei SCHOLZ [2000, S. 879ff] und RICHTER [1989, S. 231-232].

¹⁰¹ Vgl. etwa: STAEHLE [1999, S. 329] oder BERTHEL [1997, S. 63-64].

¹⁰² SCHOLZ [2000, S. 966].

2.2.3.4 Kontrolle

Die Kontrolle als letzte Managementfunktion beinhaltet grundsätzlich die Erfassung von Abweichungen unternehmerischer Aktivitäten von den vorgegebenen Plänen sowie eine Analyse der hierfür originären Gründe.¹⁰³ Als Ursache für ein Auseinanderfallen der angestrebten Ziele und der tatsächlichen Entwicklung kommen generell die stets unvollkommene Voraussicht der Zukunft sowie sonstige Fehler beim Planungs- und Umsetzungsprozess in Frage. Als notwendige Voraussetzung für eine effektive Kontrolle müssen sowohl die Quantifizierbarkeit der zu kontrollierenden Größen als auch deren Zurechenbarkeit auf die relevanten Organisationseinheiten gegeben sein, was die Erarbeitung entsprechender Erfolgsindikatoren und Schlüsselungsverfahren zu einer der wesentlichen Aufgaben der kontrollierenden Instanz macht.¹⁰⁴

Kontrolle ist wie Planung ein informationsverarbeitender Prozess, allerdings zunächst ohne deren unmittelbare Gestaltungsfunktion und damit weniger auf zukünftiges, sondern vielmehr auf vergangenes betriebliches Geschehen gerichtet.¹⁰⁵ Üblicherweise wird eine derartige Auffassung der Kontrollfunktion als kybernetisches Regelkreismodell dargestellt, welches die Phasen der Soll-Bestimmung, der Ist-Ermittlung, der Abweichungsermittlung und -analyse sowie die Berichterstattung umfasst.¹⁰⁶ Insofern bildet die Kontrolle wiederum den Ausgangspunkt der Planung eines nachfolgenden Managementprozesses.

Diese klassische ‚Feedback-Kontrolle‘ leidet jedoch offensichtlich unter der Tatsache, dass etwaige Fehlentwicklungen immer erst dann erkannt werden können, wenn Korrekturmaßnahmen – zumindest hinsichtlich der kontrollierten Erfolgsgrößen – nicht mehr möglich sind. Insofern ist es nicht verwunderlich, dass hierüber hinaus die Entwicklung von Instrumenten zur Realisierung einer ‚Feedforward-Kontrolle‘ angestrebt wird, mit deren Hilfe Fehlentwicklungen bereits dann entgegengesteuert werden kann, bevor diese den Zielerreichungsgrad beeinflussen.¹⁰⁷ Problematisch erweist sich in diesem Zusammenhang die Identifikation relevanter Erhebungskriterien: Da Aussagen hinsichtlich der in Zukunft zu erwartenden Zielerreichung getroffen werden sollen, kann diese naturgemäß nicht Gegenstand einer Erhebung sein, sondern ist vielmehr aus der aktuellen Situation entsprechen-

¹⁰³ Vgl.: SCHIERENBECK [1995, S. 89].

¹⁰⁴ Vgl.: KOONTZ [1976, S. 640-641].

¹⁰⁵ Vgl.: DIEDERICH [1992, S. 74].

¹⁰⁶ STEINMANN [1999, S. 359].

¹⁰⁷ Vgl.: STAEHLE [1999, S. 546].

der Indikatoren abzuleiten. Hier allerdings stellt sich die Frage, inwieweit die gewählten Kriterien tatsächlich eine ausreichend genaue Prognose des zu kontrollierenden Parameters zulassen oder ob dieser nicht vielmehr durch andere, nicht berücksichtigte Störgrößen beeinflusst wird.

Unabhängig von der konkreten Art der Kontrolle – zumeist wird eine Kombination von Feedback- und Feedforward-Kontrolle empfohlen – stellt sich die Frage nach der optimalen Breite und Tiefe der hierfür notwendigen Informationen. So nehmen sowohl die Abweichungserhebung als auch die Abweichungsanalyse zeitliche und betriebliche Ressourcen in Anspruch und führen somit zu Kosten, die dem Kontrollnutzen entgegenwirken. Aus diesem Grund wird in der Praxis auch davon abgesehen, „jegliche, also auch die geringste Abweichung des Soll vom Ist dem Entscheidungszentrum zu melden.“¹⁰⁸ Dieser Aspekt stellt auch für das betriebliche Energiemanagement die größte Schwierigkeit dar, da aufgrund des infrastrukturellen Charakters der Energienutzung eine umfassende Kontrolle sämtliche Betriebsprozesse mit einbeziehen müsste, was vor dem Hintergrund von Kosten-/Nutzen-Relationen als wenig sinnvoll bewertet werden kann, wie in den Kapiteln der Punkte 3.2 und 3.3 noch diskutiert wird.

Als eine interessante Entwicklung erweisen sich in diesem Kontext computergestützte Informationssysteme, mit deren Hilfe es bei entsprechender Vernetzung sowohl möglich ist, Echtzeiterhebungen durchzuführen, als auch die anfallenden Datenmengen zu archivieren und zu verarbeiten. Die Möglichkeiten der Digitalisierung von Informationsprozessen wurden bereits zu Beginn der 60er Jahre erkannt und begründeten die Vorstellung eines allumfassenden ‚Management-Informationssystems‘ (MIS), welches umgehend alle notwendigen Informationen zu liefern in der Lage wäre.¹⁰⁹ Obwohl ein MIS in dieser Form aufgrund von Problemen der Datenquantifizierung und -selektierung nicht zu etablieren ist, haben computergestützte Informationssysteme für Managemententscheidungen, insbesondere im Rahmen der Kontrolle, erheblich an Bedeutung gewonnen und bilden inzwischen den technischen Rahmen fast aller denkbaren Datenverarbeitungsprozesse.

¹⁰⁸ STAEHLE [1999, S. 545]. Auf die Frage allerdings, nach welchen Kriterien eine Abweichung dann als relevant einzustufen ist und welcher Zeitaufwand für die Abweichungsanalyse zu rechtfertigen ist, findet sich in der einschlägigen Literatur bisher keine Antwort.

¹⁰⁹ Vgl.: STEINMANN [1999, S. 371].

2.2.4 Der Managementprozess

Wie in den obigen Ausführungen bereits deutlich wurde, stehen die beschriebenen Managementfunktionen der Planung, Organisation, Personaleinsatz, Führung und Kontrolle nicht lose nebeneinander, sondern können als unterschiedliche Phasen eines zyklisch ablaufenden Prozesses interpretiert werden.

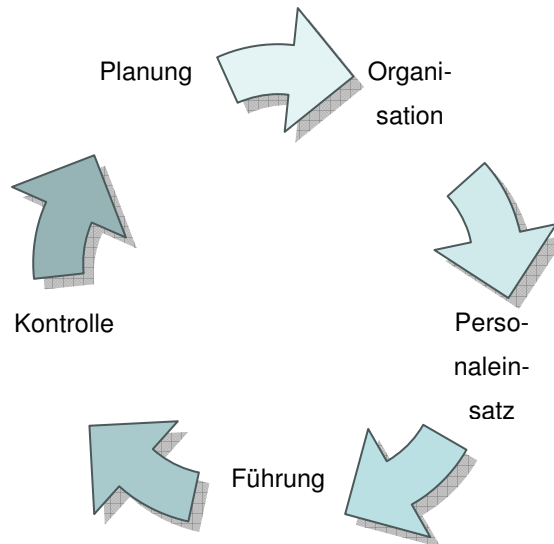


Abbildung 8: Der Management-Prozess¹¹⁰

Jedoch krankt diese prozessuale Sichtweise des Managements an dem Umstand, dass die einzelnen Phasen realiter kaum chronologisch hintereinander folgen, noch klar voneinander abgegrenzt werden können: So lässt sich etwa die Vorstellung, dass im Rahmen des Personaleinsatzes die zuvor durch die Organisation geschaffenen Stellen mit Mitarbeitern besetzt werden, der Personaleinsatz also den Vorgaben der Organisation folgt, für die Praxis nicht halten. Vielmehr ist davon auszugehen, dass das zur Verfügung stehende Personal bzw. die Möglichkeiten der Personalbeschaffung ihrerseits als restriktive Bedingungen bereits bei der Organisation Berücksichtigung finden.

Einen weiteren Kritikpunkt stellt in diesem Zusammenhang die zuvor erwähnte Plandeterminiertheit dar, welcher der Managementprozess unterworfen ist. Diese impliziert, dass bereits im Vorfeld der praktischen Umsetzung alle relevanten Entscheidungs determinanten identifiziert, hinsichtlich ihrer Bedeutung quantifiziert sowie in ihrer zukünftigen Entwicklung prognostiziert werden, um dann auf dieser Basis den optimalen Handlungspfad bestimmen zu können. Dieser Forderung kann

¹¹⁰ Quelle: In Anlehnung an STEINMANN [1999, S. 9].

aufgrund der hohen Komplexität der Planungsprobleme jedoch allenfalls in Ausnahmefällen nachgekommen werden kann.

Nicht zuletzt aufgrund dieser Kritikpunkte machen etwa STEINMANN / SCHREY-ÖGG im Rahmen eines systemtheoretischen Ansatzes den Vorschlag, das idealisierte Primat der Planung aufzugeben und alle Managementfunktionen vielmehr als gleichwertige Gestaltungspotentiale mit eigenen Stärken und Schwächen nebeneinander zu stellen, da sie davon ausgehen, dass für die Systemgestaltung „grundsätzlich verschiedene alternative Möglichkeiten offen“¹¹¹ stehen. In diesem Zusammenhang wird sich auch von der Vorstellung der linearen Abfolge des Managementprozesses gelöst. Stattdessen lassen sich der Einsatz und das Verhältnis der Managementfunktionen zueinander nach Maßgabe der konkret zu lösenden Aufgabenstellung variieren, so dass als Folge etwa der Einsatz von Führung mit dem Einsatz von Organisation ‚konkurriert‘ oder ein umfangreicher Einsatz von Planung mit der Einrichtung flexibler Organisationsstrukturen. Entsprechend wird der Managementprozess nicht mehr in Form einer festgelegten Heuristik interpretiert, sondern vielmehr als situationsbezogener Problemlösungsprozess, in dessen Ablauf die grundlegenden Managementfunktionen beliebig miteinander kombinierbar und austauschbar sind.

Dieser Auffassung wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit dahingehend Rechnung getragen, als sich der strukturelle Rahmen der Analysen von Möglichkeiten, Restriktionen und Implikationen des Energiemanagements nicht an den – gemäß des klassischen Managementprozesses nacheinander ablaufenden – Managementfunktionen orientiert, sondern durch die möglichen Ansatzpunkte bestimmt wird, die sich für Energiemanagement im betrieblichen System bieten.

¹¹¹ STEINMANN [1999, S. 135].

2.3 Gegenstand des betrieblichen Energiemanagements

2.3.1 Vorüberlegungen

Während der vorherige Abschnitt dazu diente, mit den einzelnen Managementfunktionen die wesentlichen Instrumente des Gestaltungsprozesses darzustellen, gilt es für eine abschließende thematische Spezifizierung sowohl das Gestaltungsobjekt als auch die zu verfolgende Zielsetzung genauer zu untersuchen. In diesem Zusammenhang bezieht sich der Aktionsbereich von Energiemanagement offensichtlich auf die im Betrieb ablaufende Energienutzung, so dass sich die Frage stellt, wie diese zu strukturieren ist: Wo ist ihr Beginn, wo endet sie, welches sind die beteiligten Elemente und welchen Zweck verfolgt sie? In welcher Beziehung steht sie zu anderen betrieblichen Prozessen, und wie lässt sie sich von diesen Abgrenzen?

Da Energienutzung als wesentliche Voraussetzung für faktisch jegliche unternehmerische Tätigkeit angesehen werden muss, resultiert hieraus eine kaum überschaubare Vielzahl von energetischen Prozessen, die in all ihren Einzelheiten nicht abzubildenden sind: Sei es die mechanische oder chemische Fertigung, der güter- und geldwirtschaftliche Austausch mit den Beschaffungs- und Absatzmärkten, oder die Gewährleistung einer für die Beschäftigten adäquaten Arbeitsumgebung – sämtliche der genannten Vorgänge sind mit der Nutzung von Energie verbunden, deren konkrete Ausgestaltung sich jedoch entsprechend der im Einzelfall vorliegenden Bedingungen erheblich unterscheidet. Insofern muss auch der Versuch einer detaillierten Beschreibung *aller* zu beobachtenden Arten betrieblicher Energienutzung von vorneherein verworfen werden.

Vielmehr ist es für diese Arbeit zielführend, anhand genereller Kriterien – etwa hinsichtlich von Nutzungszweck, Umwandlungstiefe oder dem eingesetzten Energieträger – ein möglichst allgemeingültiges System zu erarbeiten, das unabhängig von unternehmensspezifischen Besonderheiten eine Strukturierung der betrieblichen Energienutzung zulässt und in dessen Rahmen die unterschiedlichen Managementinstrumente Anwendung finden. Dieser Arbeitsschritt erweist sich auch vor dem Hintergrund als sinnvoll, dass eine solche Systematisierung im Rahmen bisheriger Arbeiten bestenfalls auf einem sehr hohen Abstraktionsniveau erfolgt ist,¹¹² zumeist jedoch überhaupt nicht thematisiert wurde.¹¹³

¹¹² Vgl.: BÖTTGES [1984, S. 23-28].

¹¹³ Vgl. z.B.: HUGEL [1977], BORCH [1986] oder FICHTNER [1988].

Zu diesem Zweck könnten etwa die Wege beschrieben werden, welche die unterschiedlichen Energieströme durch ein Unternehmen nehmen. Ausgangspunkt wären in diesem Fall die von den Versorgungsunternehmen bezogenen Endenergieträger, deren jeweilige Umwandlungsstufen und Einsatzbereiche im Betrieb nachgezeichnet würden. Eine solche Herangehensweise wäre dahingehend von Vorteil, als die Systematisierung anhand vorhandener und in der Praxis beobachtbarer Strukturen eingängig veranschaulicht werden könnte. Allerdings widerspräche dies dem allgemeingültigen Ansatz dieser Arbeit, da sich so zwangsläufig auf eine repräsentative Auswahl beschränkt werden müsste. Vor allem aber würde hierbei der Motivation zu wenig Rechnung getragen, die dem Energiemanagement zugrunde liegt:

Wie herausgearbeitet, wird Energiemanagement als die *zielgerichtete* Gestaltung der betrieblichen Energienutzung verstanden,¹¹⁴ was die Kenntnis des übergeordneten Zwecks notwendig macht, der hinter dem Einsatz von Energie im Betriebsprozess steht. Es ist wichtig zu erkennen, dass die einzelnen Stufen der Energienutzung – der Bezug von Energieträgern, deren Umwandlung und schließlich deren Verbrauch – stets die *Folge* übergeordneter betrieblicher Prozesse sind und nicht etwa deren Ursache. Insofern wird als Ausgangspunkt der Systematisierung der betrieblichen Energienutzung auch nicht der am Ende der Kausalkette stehende Energiebezug gewählt. Vielmehr steht zu Beginn der Analyse – nach einem kurzen Aufriss energetischer Grundlagen – der Zweck, zu dem Energie in Betrieben eingesetzt wird.

¹¹⁴ Vgl.: S. 2.

2.3.2 Energetische Grundlagen

Obwohl sich bereits Galileo Galilei im Zuge seiner Pendel- und Fallversuche mit energetischen Problemstellungen befasste, entwickelt sich erst im 19. Jahrhundert mit der insbesondere durch CARNOT, MAYER, JOULE und CLAUSIUS geprägten Thermodynamik eine allgemeine Energielehre.¹¹⁵ Ursprünglich als Hilfestellung anhand mechanischer Grundgleichungen gebildet, diente das Konzept der Energie zunächst zur Reduzierung von Rechenaufwand bei der Beschreibung von Bewegungsvorgängen.¹¹⁶ Dabei wird mit dem Begriff der Energie die Fähigkeit eines physikalischen Systems beschrieben, Arbeit zu verrichten, also Kraft über einen bestimmten Weg auszuüben.¹¹⁷ Mit Entwicklung der Thermodynamik wurde diese mechanische Interpretation des Energiebegriffes auf eine alles Naturgeschehen umfassende Geltung ausgeweitet, indem Energie allgemein als das Potential eines Systems definiert wird, beliebige physikalische und chemische Wirkungen außerhalb dieses Systems hervorzubringen.¹¹⁸ Die Wirkungen können demnach neben dem mechanischen Bewegen und Verformen von Körpern auch die Abgabe von Wärme und Strahlung, die Induktion elektromagnetischer Felder, den Strom von Elektrizität sowie die Stoffumwandlung umfassen. Entsprechend sind mehrere Energieformen unterscheidbar. Zu diesen zählen insbesondere.¹¹⁹

- Mechanische Energie
- Chemische Energie
- Elektrische Energie
- Kernenergie
- Wärmeenergie
- Strahlungsenergie

Energie stellt also eine physikalische Zustandsgröße dar, die je nach Erscheinungsform in der Einheit Wattsekunde [Ws] oder Joule [J] gemessen wird. Die Thermodynamik hat zwei Hauptsätze postuliert, welche die wesentlichen Eigenschaften von Energie beschreiben:

¹¹⁵ Eine umfassendere Darstellung relevanter thermodynamischer Erkenntnisse liefert z.B.: BAEHR [1996, S. 1-147], LUCAS [1995, S. 1-28, 173-283], MEYER [1986, S. 1-57, 101-134].

¹¹⁶ Vgl.: KRIESE [1971, S. 42-43].

¹¹⁷ Vgl.: SCHAEFER [1994, S. 336].

¹¹⁸ Vgl.: WINJE [1991, S. 33].

¹¹⁹ Vgl.: DITTMANN [1998, S. 9].

Gemäß dem 1. Hauptsatz, der auch als Energieerhaltungssatz bekannt ist, kann Energie weder erzeugt, noch vernichtet werden.¹²⁰ Energiewirkungen resultieren demnach nicht aus einem Verbrauch im eigentlichen Sinne, sondern stellen vielmehr die Energieübertragung zwischen zwei Systemen dar, wobei das Ausgangssystem auch als Energieträger bezeichnet wird.¹²¹ Der weithin geläufige (und auch in dieser Arbeit verwendete) Begriff des ‚Energieverbrauchs‘ ist somit vielmehr als ‚Energieträgerverbrauch‘ zu präzisieren. Weiterhin gilt für die zweckgerichtete Nutzung von Energie, dass die Energieübertragung grundsätzlich mit einem Energieumformungsprozess einhergeht.¹²² Der häufig benutzte Begriff der ‚Energieerzeugung‘ bezeichnet in diesem Zusammenhang also nicht etwa die Erschaffung von Energie aus dem Nichts, sondern die Bereitstellung der gewünschten Energieform durch die Umwandlung einer anderen.

Ein Energienutzungssystem beinhaltet somit außer den eingesetzten Energieträgern notwendigerweise eine entsprechende Umwandlungsmethode, die im Fall der anthropogenen Energienutzung so gut wie immer technologiebasiert ist: Elektrizität kann erst durch den Einsatz entsprechender Leuchtmittel wie der Glühbirne oder Neonröhre zu Licht umgewandelt werden, Wärme erst durch die kontrollierte Verfeuerung der Brennstoffe in einer Heizung nutzbar gemacht und mechanische Energie erst mittels eines Generators in elektrischen Strom transformiert werden. Theoretisch gilt, dass sich eine Energieform beliebig in jede andere umwandeln lässt. Einschränkung erfährt diese Regel jedoch durch die Grenzen der hierzu notwendigen Technologien. So war es bspw. bis zur Entdeckung der ersten Solarzelle im Jahr 1839 durch A. BECQUEREL nicht möglich, Lichtenergie direkt in elektrische Energie umzuformen.

Obwohl Energie nicht verbraucht wird, kann es bei der Energienutzung dennoch zu einem technischen Energieverlust dahingehend kommen, als nicht jede Energieform vollständig in eine andere umwandelbar ist.¹²³ Der hierbei auftretende, als Anergie bezeichnete Differenzbetrag verschwindet entsprechend dem Energieerhaltungssatz nicht, fällt jedoch in unerwünschter Form als Abwärme an. Für ein natürliches, geschlossenes energetisches System gilt gemäß des 2. Hauptsatzes der Thermodynamik, dass dessen Exergie genannter, vollständig umwandelbare Energieanteil mit jeder Umformung abnimmt und sich das System hin zu einem entropischen

¹²⁰ Vgl.: BAEHR [1996; S. 39].

¹²¹ Vgl.: SCHAEFER [1994, S. 368] sowie MILLER [1965, S. 323].

¹²² Vgl.: LUCAS [1995, S. 1].

¹²³ Vgl.: BOSNJAKOVIC [1972; S. 6].

Zustand bewegt, in dem keine Energieumwandlung – und daher auch keine Energienutzung – mehr stattfinden kann.¹²⁴ In welchem Ausmaß ein Energieträger für eine Nutzung zur Verfügung steht, wird also zunächst durch dessen Exergiepotential bestimmt. So kann elektrische Energie grundsätzlich zu einem höheren Anteil in mechanische Energie umgewandelt werden als dies für ein entsprechendes Äquivalent an Wärmeenergie der Fall ist, da diese trotz des gleichen Energiegehaltes stets einen geringeren Exergieanteil aufweist. Quantifiziert wird dieser Sachverhalt durch den sog. Wirkungsgrad, der das Verhältnis zwischen dem nutzbaren Energiegehalt der angestrebten Energieform und dem Energiegehalt des für die Umwandlung eingesetzten Energieträgers beschreibt. Dieser ist bestenfalls gleich dem Exergie- / Energieverhältnis des Energieträgers, kann aber in Abhängigkeit der Umwandlungstechnologie und Umwandlungstechnik¹²⁵ auch deutlich darunter liegen.

Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass Energienutzung grundsätzlich auf einer Umformung und Übertragung der in – generell substituierbaren – Energieträgern enthaltenen Energie mittels entsprechender Umwandlungstechnologie basiert, wobei die nutzbare Arbeitsfähigkeit der Energie in diesem Prozess abnimmt.

¹²⁴ Vgl.: BAEHR [1996, S. 79].

¹²⁵ Während sich der Begriff der ‚Technologie‘ auf grundsätzliche Art der Energieumwandlung bezieht, (z. B. Brennstoffzelle oder Turbine) wird unter der ‚Technik‘ die konkrete Ausgestaltung einer Technologie verstanden (z. B. Kondensations- oder KWK-Anlage).

2.3.3 Energieverwendung – Zweck der betrieblichen Energienutzung

2.3.3.1 Die Bereitstellung von Energiedienstleistungen als immaterielles Zwischenprodukt zur Gewährleistung übergeordneter Unternehmensprozesse

Wie in Kapitel 2.3.1 herausgestellt, wird als Ausgangspunkt eines Systems der betrieblichen Energienutzung auf die Motivation abgestellt, die dem Einsatz von Energie zugrund liegt. Im Folgenden wird gezeigt, dass diese in der Bereitstellung so genannter ‚Energiedienstleistungen‘ liegt, die als immaterielles Zwischenprodukt benötigt werden, um übergeordnete Unternehmensprozesse zu gewährleisten.

Per Definition ist es der generelle Zweck betrieblicher Tätigkeit, den von Konsumentenseite bestehenden Bedarf an Gütern materieller und immaterieller Art in Form von Sach- und Dienstleistungen zu decken.¹²⁶ Hierfür sind verschiedene betriebliche Funktionen zu erfüllen, die im Allgemeinen unter den Begriffen Beschaffung, Produktion, Absatz, Investition und Finanzierung subsumiert werden,¹²⁷ welche ihrerseits Prozesse des Transports, der Lagerung, der Kommunikation, der Materialverarbeitung sowie der Schaffung notwendiger physiologischen und technologischen Arbeitsbedingungen bedingen.¹²⁸ Gewährleistet wird dies durch eine zielgerichtete Kombination der Elementarfaktoren menschliche Arbeitsleistung, Werkstoffe und Betriebsmittel.

In diesem Zusammenhang dient die menschliche Arbeitsleistung entweder objektbezogen „unmittelbar [...] der Leistungserstellung, [...] ohne dispositiv-anordnender Natur zu sein“¹²⁹ und umfasst somit alle von Menschen unmittelbar für den Produktionsprozess zu erbringenden geistigen und körperlichen Verrichtungen. Dispositive Arbeit hingegen beinhaltet Leitung und Kontrolle der betrieblichen Aktivitäten und bedarf einer ständigen Verarbeitung von Informationen, die in jüngster Zeit aufgrund ihrer stetig wachsenden Bedeutung für ökonomische Prozesse als weiterer, eigenständiger Elementarfaktor definiert werden.¹³⁰ Als Betriebs- oder Sachmittel

¹²⁶ Vgl.: GUTENBERG [1976, S. 1].

¹²⁷ Vgl.: SCHIERENBECK [1995, Abbildung 92].

¹²⁸ Vgl.: HEINEN [1992, S.62-67], PETERS [1999, S. 109-110], BUSSE VON COLBE [1991, S. 20-23], DIEDERICH [1992, S. 138-139]

¹²⁹ GUTENBERG [1976, S. 3].

¹³⁰ Vgl. KERN [1992, S. 15].

zählen Einrichtungen und Anlagen, welche die technische Voraussetzung der betrieblichen Leistungserstellung begründen. Hierzu gehören etwa Grundstücke, maschinelle Apparaturen, Behälter, Öfen, Fördereinrichtungen sowie die erforderliche Informations- und Kommunikationstechnologie. Bei den Werkstoffen können neben Zwischenprodukten auch Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe unterschieden werden, wobei nicht zuletzt der Faktor Energie als wichtiger Betriebsstoff erachtet wird.¹³¹

Obwohl üblicherweise davon ausgegangen wird, dass Zwischenprodukte ausschließlich für die Erzeugung von Sachleistungen benötigt werden und daher stets stofflicher Natur sind, lassen sich ebenfalls immaterielle Zwischenprodukte definieren.¹³² So ist etwa für die Dienstleistung einer Stadtrundfahrt sowohl ein Personentransport als zugleich auch eine Kommunikation der entsprechenden Sehenswürdigkeiten zu leisten, so dass die Aktivitäten ‚Transport‘ und ‚Kommunikation‘ als für die Gesamtleistung notwendige immaterielle Zwischenprodukte angesehen werden können. Offensichtlich ist, dass nicht durch die bloße Bereitstellung der Elementarfaktoren eine betriebliche Wertschöpfung erreicht wird, sondern erst durch deren gezielte Kombination. In diesem Zusammenhang ist die betriebliche Energienutzung letztendlich darauf ausgerichtet, den produktiven Einsatz immaterieller Zwischenprodukte zu gewährleisten, die in der Literatur auch als *Energiedienstleistungen* bezeichnet werden.¹³³

Diskutiert wird das Energiedienstleistungskonzept insbesondere im Zusammenhang mit konsumorientierten Least-Cost-Planning (LCP) Ansätzen, welche auf der Überlegung fußen, dass ein Verbrauch von Energie keinen direkten Nutzen stiftet, sondern vielmehr als Mittel zum Zweck anzusehen ist, „Energiedienstleistungen [als] konsumreife Güter“¹³⁴ zu erzeugen. Nicht die Energie an sich, sondern erst deren Umwandlung durch entsprechende Technologie zur resultierenden Energiedienstleistung vermag die übergeordneten Bedürfnisse eines Konsumenten zu befriedigen. Die Nachfrage des Verbrauchers nach Energie ist somit als eine aus dessen Bedarf an Energiedienstleistungen abgeleitete Nachfrage zu interpretieren.

¹³¹ Vgl. Ebd.

¹³² Einen ähnlichen Ansatz schlägt auch KERN [1992, S. 14] vor, der Rechte und Kenntnisse als immaterielle Betriebsmittel definiert.

¹³³ Ausnahmen bilden hier Energieversorgungsunternehmen und Energiehändler, deren wirtschaftliche Tätigkeit unmittelbar darauf ausgerichtet ist, Energie als Sachleistung für Zweite bereitzustellen.

¹³⁴ ELLWANGER [1996, S. 13].

Zur Verdeutlichung dieses Sachverhaltes kann folgendes Beispiel angeführt werden: Soll etwa das übergeordnete Bedürfnis eines Menschen nach ‚Behaglichkeit‘ erfüllt werden, ist hierfür unter anderem die Beeinflussung der von ihm wahrgenommenen Umgebung entsprechend seiner subjektiven Präferenzen notwendig. Diese betreffen neben Geräuschpegel und Beleuchtungssituation auch das empfundene Temperaturniveau, so dass die zielgerichtete ‚Umgebungstemperierung‘ als Energiedienstleistung einen Beitrag zur Befriedigung des Bedürfnisses ‚Behaglichkeit‘ zu leisten vermag.

Werden aus konsumorientierter Perspektive Energiedienstleistungen als ‚finale Güter‘ angesehen,¹³⁵ deren Bereitstellung sich als notwendige Bedingung für die Befriedigung übergeordneter Bedürfnisse des Konsumenten erweist, so ist für die folgenden Untersuchungen eine analoge Abgrenzung aus produktionsorientierter Sicht vorzunehmen. Die bereits vorliegende Literatur liefert hierfür kaum brauchbare Vorschläge: Der Ansatz, Energiedienstleistungen in Betrieben etwa als die „für den Absatzmarkt produzierten Zwischen- und Endprodukte“¹³⁶ zu definieren, erweist sich als wenig differenziert: Ebenso wie aus Konsumentenperspektive davon auszugehen ist, dass Energiedienstleistungen nicht etwa erst durch die Befriedigung des übergeordneten Bedürfnisses der menschlichen Selbstverwirklichung Nutzen stiften,¹³⁷ sondern auch durch die Erfüllung untergeordneter physiologischer Erfordernisse, erfolgt eine Wertschöpfung auf unternehmerischer Ebene nicht erst mit der Vermarktung der erstellten Leistung, sondern bereits in deren Vorfeld.¹³⁸

Vielmehr ist es sinnvoll, als Ausgangspunkt der Betrachtung den Bedürfnissen der Konsumenten die oben genannten, dem Betriebszweck untergeordnete Prozesse der Lagerung, des Transports, der Kommunikation, der Materialverarbeitung, etc. gegenüber zu stellen. Vor diesem Hintergrund können Energiedienstleistungen dann als für diese Prozesse notwendige, immaterielle Zwischenprodukte angesehen werden, deren Erzeugung durch die Verwendung von Energie in Kombination mit anderen Elementarfaktoren gewährleistet wird und die stets – aufgrund ihrer Immaterialität als Dienstleistung – an einem ‚externen Faktor‘ zu verrichten sind, der entweder Personen oder Sachgüter repräsentiert.

So erfordert etwa die Lagerung verderblicher Materialien neben der Bereitstellung entsprechender Räumlichkeiten auch deren adäquate Temperierung. Diese wird

¹³⁵ Vgl.: ELLWANGER [1996, S. 19].

¹³⁶ ELLWANGER [1996, S. 13].

¹³⁷ Vgl.: MEFFERT [1998, S. 113].

¹³⁸ Vgl.: BESTMANN [1997, S. 13].

durch die Verwendung thermischer Energie in den relevanten Lagerstätten erreicht, so dass unter dem Begriff der ‚Raumtemperierung‘ ein immaterielles Zwischenprodukt als Energiedienstleistung beschrieben werden kann, welches zu einer erhöhten Haltbarkeit der zu lagernden Objekte führt, die als externe Faktoren zu interpretieren sind. Werden hingegen Büro- oder Geschäftsräume klimatisiert, so wird die Energiedienstleistung ‚Raumklimatisierung‘ erstellt, um die Behaglichkeit der sich darin befindlichen Personen – als externe Faktoren – zu gewährleisten. Für eine eindeutige Deklinierung werden die Sachgüter oder Personen, an denen eine Energiedienstleistung ausgeführt wird, im Folgenden als *Energiedienstleistungsfaktoren (EDL-Faktoren)* bezeichnet.

Aufgrund ihres immateriellen Charakters können Energiedienstleistungen als solche nicht fremdbezogen werden, sondern müssen unmittelbar am Ort und zur Zeit ihres Bedarfs erzeugt werden, was durch die Umwandlung von Nutzenergie mit Hilfe entsprechenden Technologien erfolgt. Als generelle Energiedienstleistungen, deren Funktionen und Erzeugung im folgenden Kapitel beschrieben werden, lassen sich dann definieren:¹³⁹

- Maschinenantrieb
- Prozessinitiierung
- Stofftemperierung
- Raumtemperierung und -klimatisierung
- Raumbeleuchtung
- Datenverarbeitung und -übertragung

¹³⁹ Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund genereller terminologischer Unschärfen des Energiedienstleistungsbegriffes (vgl.: ELLWANGER [1996, S. 14-16]) der primär konsumorientierten Perspektive von LCP-Ansätzen und bisher fehlender Definitionen von Energiedienstleistungen aus produktionstheoretischer Sicht, die hier vorgenommene Klassifizierung auch auf Basis subjektiver Vorstellungen vorgenommen werden musste, so dass diese keinen Anspruch auf Ausschließlichkeit erheben.

2.3.3.2 Kategorisierung grundsätzlicher Energiedienstleistungen

Als erste zu beschreibende Energiedienstleistung kann der Maschinenantrieb dahingehend unterschieden werden, ob dieser einen stationären Bezug aufweist oder in einer Lageänderung von Objekten resultiert. Im ersten Fall wird grundsätzlich der Antrieb von Maschinen der Materialverarbeitung angestrebt, welche etwa die Zertrennung, Zerkleinerung, Verformung, Vermischung oder Verdichtung von Werkstoffen ermöglichen und deren Einsatz mithin als obligat für die Erzeugung marktfähiger Sachleistungen anzusehen ist. Im zweiten Fall ist nicht die stoffliche Veränderung der Werkstoffe Intention, sondern vielmehr deren Verbringung über räumliche Distanzen, was fundamental für die Aufnahmen von Transportprozessen ist.¹⁴⁰ In beiden Fällen ist der Einsatz mechanischer Nutz-Kraft¹⁴¹ notwendig für die Bereitstellung der Energiedienstleistung.

Ebenso wie der Maschinenantrieb stellt die Prozessinitiierung einen unerlässlichen Beitrag für bestimmte Arten der Materialverarbeitung. Beschränkte sich oben die Bearbeitung der Werkstoffe auf mechanische Vorgänge, dient die Prozessinitiierung der Durchführung chemischer Reaktionen, mit deren Hilfe sich neue, in der Natur nicht vorkommende Stoffformen schaffen lassen. So sind endotherme Reaktionen nur durch die Zuführung von thermischer Energie in Form von Prozess-Wärme realisierbar, wohingegen exotherme Reaktionen es erfordern, die hierbei freiwerdende Wärme durch einen Einsatz von Prozess-Kälte zu kompensieren. Auch kann sich der Einsatz von Nutz-Elektrizität als notwendig für die Durchführung elektrothermischer Prozesse erweisen, bspw. im Rahmen der Aluminium- und Magnesiumherzeugung.

Ebenfalls eng mit dem Prozess der Materialverarbeitung verbunden ist die Stofftemperierung, die sich sowohl auf Werk-, als auch auf Hilfsstoffe beziehen kann. Anders als bei der Prozessinitiierung sind hierbei jedoch nicht chemische Reaktionen Zweck der Energienutzung. Mit dem Einsatz von Prozess-Wärme bzw. -Kälte wird vielmehr eine kontrollierte Änderung von Aggregatzuständen der beeinflussten Werkstoffe angestrebt, wodurch z.B. in Destillations-, Absorptions-, Adsorptions- oder Kristallisationsverfahren die Trennung, bzw. Vermengung unterschiedlicher Materialien

¹⁴⁰ Der Transportprozess kann sich hierbei sowohl innerhalb des Betriebes vollziehen, als auch die räumlichen Betriebsgrenzen überschreiten. Zudem können außer Werkstoffen, insbesondere bei Dienstleistungsbetrieben, ebenfalls Personen Objekt des Transports sein.

¹⁴¹ Die Bezeichnung ‚Nutz‘-Kraft, bzw. weiter unten ‚Nutz‘-Elektrizität soll die unmittelbare Verwendung der Energien für die Funktionserfüllung verdeutlichen, wohingegen die Bezeichnungen ‚Kraft‘ und ‚Elektrizität‘ Energien beschreiben, deren Umwandlungsprozess noch nicht abgeschlossen ist.

erreicht werden kann.¹⁴² Zudem erfordern verschiedene Produktionsverfahren eine Erwärmung der hierbei eingesetzten Hilfsstoffe – zumeist Brauchwasser – wie etwa Wasch- und Färbeprozesse in der Textilindustrie, was ebenfalls durch die Verwendung von Prozess-Wärme erreicht werden kann, die auch unter dem Begriff ‚Warmwasser‘ geführt wird.

Entgegen den zuvor beschriebenen Energiedienstleistungen weist die Raumtemperierung einen eher indirekten Bezug zur Materialverarbeitung auf. Durch sie werden keine gezielten Stoffveränderungen bezweckt, sondern vielmehr die Schaffung der hierfür notwendigen Voraussetzungen: So sind der Betrieb und die Lagerung vieler Anlagen und Produkte – z.B. im Bereich der Informationstechnologie und Lebens- und Genussmittel – an einen bestimmten Temperaturrahmen der direkten Umgebung gebunden, so dass eine Anhebung, bzw. Absenkung der ursprünglichen Raumtemperatur durch den Einsatz von Raum-Wärme bzw. Raum-Kälte notwendig ist.

Bezieht sich die Raumtemperierung eher auf den technischen Aspekt der Leistungserstellung, bezweckt die Raumklimatisierung hingegen die Schaffung adäquater physiologischer Arbeitsbedingungen: So wird die empfundene Behaglichkeit – und hieraus resultierend die menschliche Arbeitsfähigkeit – zu einem hohen Maße durch die wahrgenommene Umgebungstemperatur bestimmt.¹⁴³ Weitere, das Behaglichkeitsgefühl beeinflussende Faktoren sind die Luftfeuchte, Luftbewegung sowie Luftreinheit, so dass zusätzlich zu Raum-Wärme und Raum-Kälte ebenfalls die Energieform Nutz-Kraft als Elementarfaktor für die Erzeugung dieser Energiedienstleistung Einsatz findet. In Einzelfällen kann die Raumklimatisierung auch als eine Kernaktivität der betrieblichen Leistungserstellung identifiziert werden, etwa in Dienstleistungsunternehmen, für welche das Behaglichkeitsbefinden der Konsumenten eine bedeutsame Komponente der vermarkteten Leistung ausmacht.

Auch die Beleuchtung bezweckt in der Hauptsache die Schaffung adäquater physiologischer Umfeldbedingungen. Eine ausreichende Beleuchtung ist faktisch für jede menschliche Tätigkeit notwendig, da sich sowohl die Aufnahme von Informationen als auch die Koordination von Bewegungsabläufen in der Regel an visuellen Reizen orientieren. Grundsätzlich kann hierfür die natürliche Sonnenstrahlung genutzt werden, nachts oder in geschlossenen Räumen jedoch muss das benötigte Licht künstlich erzeugt werden. Neben dieser fundamentalen Funktion kann eine

¹⁴² Vgl.: WEIß [1993, S. 222-226, 380-381, 519, 539].

¹⁴³ Vgl.: RECKNAGEL [1987, S. 319].

gezielte Beleuchtung auch gestalterischen Zwecken dienen, etwa im Zusammenhang mit selektiven Präsentationen in Verkaufsräumen.

Die Energiedienstleistungen Datenverarbeitung und -übertragung sind schließlich die Grundlage von Informations- und Kommunikationsprozessen, die letztendlich in Wissensbildung resultieren. Am Anfang dieses Prozesses steht die Aufnahme von Daten in Form von Sprache, Zahlen oder Bildern.¹⁴⁴ Deren Sammlung, Ordnung, Vergleich und Selektion im Rahmen der Datenverarbeitung ist Ausgangspunkt für die Generierung von Informationen als Basis bewusster Handlungen,¹⁴⁵ welche schließlich über Kommunikationsprozesse interpersonell übermittelt werden. Können die Informationen in einen Erfahrungskontext der jeweiligen Personen eingebettet werden, erfolgt schließlich die Bildung von Wissen,¹⁴⁶ welches „die Gesamtheit der Kenntnisse und Fähigkeiten, die Individuen zu Lösung von Problemen einsetzen“¹⁴⁷ bezeichnet. In Dienstleistungsbetrieben ist die Bereitstellung von Informationen nicht selten sogar als der eigentliche Zweck der betrieblichen Tätigkeit anzusehen. Die benötigten Informationen werden insbesondere mittels elektronischer Informations- und Multimediatechnologie generiert und übermittelt, so dass Nutz-Elektrizität als die hier relevante Einsatzenergieform identifiziert werden kann.¹⁴⁸

¹⁴⁴ Vgl.: WILLKE [1998, S.7].

¹⁴⁵ Vgl.: DAVENPORT [1998, S. 27].

¹⁴⁶ Vgl. KREIBICH [1986, S. 23ff], WIEGAND [1996, S. 165].

¹⁴⁷ PROBST [1999, S. 44].

¹⁴⁸ Streng genommen ist eine derartige Abgrenzung für Kommunikationsprozesse nicht konsistent, da die Übermittlung von Daten an optische, bzw. akustische Reize gebunden ist. Demnach wären als eigentliche Nutzenergien Licht und die kinetische Energie der Luft zu identifizieren (ähnliches gilt im Rahmen der Belüftung). Eine derart enge Definition erscheint jedoch kaum zweckmäßig und wird zudem in keiner gängigen Literaturquelle vorgenommen, so dass auch hier keine abweichende Systematisierung vorgenommen wird.

Zusammenfassend lassen sich die beschriebenen Nutzenergiearten:

- Licht
- Prozess-Wärme, bzw. -Kälte
- Raum-Wärme, bzw. -Kälte
- Nutz-Kraft
- Nutz-Elektrizität

als Vorstufe der angestrebten Energiedienstleistungen identifizieren. Diese kann nur erzeugt werden durch die Kombination von Nutzenergie mit geeigneter Umwandlungstechnologien zu welcher etwa zu zählen sind:

- Förderbänder, Aufzüge, Gabelstapler sowie Walzen, Pressen, Sägen im Rahmen des Maschinenantriebs
- Öfen, Trockner, Destillationsanlagen, etc. im Rahmen der Prozesstemperierung
- Lagerhallen und Maschinenräume im Rahmen der Raumtemperierung
- Produktionshallen, Verkaufs- und Büroräume im Rahmen der Raumklimatisierung und Beleuchtung
- Computer, Telekommunikations- und Multimediageräte für die Datenverarbeitung und -übertragung

Die Bereitstellung von Energiedienstleistungen erfordert also den unmittelbaren Einsatz von Nutzenergie, so dass sich im Weiteren die Frage stellt, wie deren abgeleiteter Bedarf zu decken ist.

2.3.4 Energieumwandlung – Innerbetriebliche Erzeugung von Nutzenergie

Als grundsätzliche Optionen kann die benötigte Nutzenergie entweder von außerhalb des Betriebes bezogen werden, oder aber durch den Nutzer selbst über unterschiedliche Technologien aus anderen, als Endenergie bezeichneten Energieformen umgewandelt bzw. erzeugt werden. Dabei ist aufgrund mangelnder Transport- und Speichermöglichkeiten die in unmittelbarer Nähe zum Ort der Verwendung stattfindende Erzeugung häufig unumgänglich. Es ist sowohl denkbar, dass für die Bereitstellung einer Nutzenergieform mehrere Umwandlungsschritte notwendig sind, als auch, dass die Erzeugung mehrerer Nutzenergien durch einen einzigen Umwandlungsprozess vollzogen wird.¹⁴⁹

Die für den stationären Betrieb von Anlagen der Materialbearbeitung, die Fortbewegung von Transporteinrichtungen und die Belüftung von Räumen notwendige mechanische Kraft wird in modernen Produktionsbetrieben hauptsächlich dezentral am Ort der Verwendung durch Arbeitsmaschinen aus einer anderen Energieform umgewandelt. Ausnahme bildet in diesem Kontext lediglich die Druckluft, bei der eine zentrale Erzeugung in Verdichtern mit anschließender Verteilung über entsprechende Netze zu dezentral eingesetzten Maschinen möglich ist.¹⁵⁰ Aufgrund der verwendungsnahen Erzeugung lässt sich eine klare Abgrenzung zwischen kraftzeugender und kraftanwendender Anlage zumeist nicht ausmachen, da die Umwandlungstechnologie als wesentlicher Bestandteil fix in das jeweilige Verwendungsaggregat integriert ist. Dies ist für ein betriebliches Energiemanagement insofern von Bedeutung, als bei der Entscheidung für oder gegen die Investition in ein bestimmtes Aggregat weniger dessen energetische, als vielmehr dessen produktionsbezogenen Eigenschaften im Vordergrund stehen und die Gestaltungsmöglichkeiten von vorneherein stark einschränken. Für innerbetriebliche Zwecke wird der Bedarf an Kraft fast ausschließlich durch die Umwandlung von Elektrizität durch Elektromotoren gedeckt, wohingegen betriebsübergreifender Transport hauptsächlich durch die Umwandlung von Otto- und Dieselmotoren in Verbrennungsmotoren vollzogen wird.¹⁵¹

Bei der Bereitstellung der verschiedenen Arten der thermischen Nutzenergie lassen sich je nach Zweck deutliche Unterschiede hinsichtlich der Erzeugungstechnik und

¹⁴⁹ Insbesondere nach: KALIDE [1975, S. 104ff], HAAGE [1992, S. 92ff].

¹⁵⁰ Eine umfassende Darstellung der Technik liefert: RUPPELT [1996, S. 324-424].

¹⁵¹ Vgl. hierzu: VDEW [2005, Tafel 1.3] sowie BMVBW [2005, S. 278].

der eingesetzten Energieträger erkennen, wobei die Wärmeerzeugung grundsätzlich entweder über eine Direktfeuerung oder unter Verwendung eines Zwischenmediums erfolgen kann. Bei Produktionsanlagen mit Direktfeuerung – hierzu zählen insbesondere die unterschiedlichen Ofentypen¹⁵² – wird die erzeugte Wärme unmittelbar oder über eine Zwischenwand auf den bearbeiteten Werkstoff übertragen, so dass Wärmeerzeugung und Wärmeverwendung dezentral in der gleichen Anlage stattfinden und ein Fremdbezug nicht möglich ist. Die mittels dieser Technik erzielbaren Temperaturen betragen im Prozess-Wärmebereich – etwa in Hochöfen der Eisenverhüttung – bis zu 1800 °C.¹⁵³

Alternativ hierzu ist der Einsatz eines Zwischenmediums – üblicherweise Wasserdampf – zur Übertragung der thermischen Energie über entsprechende Transportvorrichtungen von zentral positionierten, wärmeerzeugenden Kesseln zu den einzelnen Produktionsanlagen möglich, ohne allerdings die hohen Ofentemperaturen erreichen zu können.¹⁵⁴ Gleiches gilt für Wärmeerzeugung zum Zwecke der Raum- und Brauchwassertemperierung. Die Befeuerung der wärmeerzeugenden Anlagen ist grundsätzlich mit allen festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen sowie elektrischer Energie möglich, wobei einige Anwendungen aufgrund sicherheits- und verfahrenstechnischer Besonderheiten nur mit bestimmten Energieträgern durchführbar sind. Hierzu zählen etwa Produktionsprozesse in der chemischen Industrie und die Aluminium- und Eisenverhüttung. In der betrieblichen Praxis finden für die Prozess-Wärmeerzeugung als Endenergieträger neben elektrischem Strom insbesondere die Steinkohlenprodukte Kessel- und Kokskohle, Erdgas sowie schweres und leichtes Heizöl Verwendung.¹⁵⁵ Die Erzeugung von Raum-Wärme erfolgt hauptsächlich durch den Einsatz von Elektrizität, Erdgas, leichtem Heizöl sowie mechanischer Energie in Wärmepumpen.¹⁵⁶

Die Kälteerzeugung ist durch den Einsatz von Kältemaschinen, bzw. Klimaanlage zu erreichen, welche ebenfalls wie Heizungssysteme zentral oder dezentral eingesetzt werden können. Als hierbei gängige Umwandlungstechniken nutzen

¹⁵² Vgl. hierzu etwa: SCHAEFER [1994, S. 657-659].

¹⁵³ Vgl.: DURRER [1954, S. 66].

¹⁵⁴ Eine Klassifizierung und Beschreibung der unterschiedlichen Kesseltypen liefert: NETZ [1991, S. 237-266].

¹⁵⁵ Vgl.: VIK [2003, Tabelle 2.6, 2.8.1c].

¹⁵⁶ Vgl.: VIK [2003, Tabelle 2.6, 2.8.1c].

Kompressions-Verfahren vor allem mechanische Kraft, Absorptions-Verfahren hauptsächlich Wärme als Einsatzenergien.¹⁵⁷

Der Bereitstellung von Elektrizität dienen überwiegend thermomechanische Verfahren, bei denen die Endenergieträger zunächst in Wärme umgewandelt werden, welche wiederum über den Zwischenschritt der Krafterzeugung für die Stromgewinnung genutzt wird.¹⁵⁸ Ähnlich wie bei der Wärmeerzeugung kann auch Elektrizität entweder unmittelbar (in Motor- und Gasturbinenkraftwerken) oder über die Verwendung eines Zwischenmediums (in Dampfkraftwerken) aus den eingesetzten Energieträgern gewonnen werden. Zusätzlich erfolgt in Gas-und-Dampfanlagen (GuD) die Kombination beider Techniken. Allerdings ist außer in Anlagen der öffentlichen Versorgung eine ausschließliche Stromerzeugung nicht üblich, wofür sich die beachtlichen Skaleneffekte verantwortlich zeigen, die mit zunehmender Anlagengröße erreicht werden können. Als Folge ist eine dezentrale Eigenerzeugung nur dann wirtschaftlich darstellbar, wenn ein entsprechend hoher Elektrizitätsbedarf bei den jeweiligen Betrieben besteht. Ein solches Potential existiert jedoch allenfalls in großen Fertigungsbetrieben, insbesondere der chemischen Industrie, so dass die Eigenerzeugung von Elektrizität, zumindest in Kondensationsanlagen, eine Ausnahme darstellen muss.

Einen Ausweg aus dieser Situation könnte die Einführung neuer Erzeugungstechnologien bieten, wobei in diesem Zusammenhang immer wieder auf die Entwicklung der Brennstoffzelle verwiesen wird. Allerdings ist trotz der optimistischen Ausblicke der jüngeren Vergangenheit zu konstatieren, dass insbesondere die noch immer vergleichsweise hohen Investitionskosten eine breite Anwendung dieser Technologie derzeit verhindern. Eine Chance, den betrieblichen Elektrizitätsbedarf dennoch nicht über den Bezug von außen decken zu müssen, liegt in der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Nutz-Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Hierbei wird die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme für Raum- oder Prozesswärmezwecke genutzt, wodurch zum einen ein hoher Gesamtwirkungsgrad realisiert werden kann. Zum anderen lassen sich so auch Kosten einsparen, die andernfalls für die Errichtung von Heizungsanlagen zu tragen wären. Im privatwirtschaftlichen Bereich basieren KWK-Anlagen vor allem auf Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Erdgas- oder Kraftstofffeuerung sowie auf GuD-Anlagen mit einer geeigneten Wärmeentnahme. Allerdings sind auch diesen Alternativen enge

¹⁵⁷ Vgl.: RECKNAGEL [1987, S. 1462-1472].

¹⁵⁸ Vgl.: GUTMANN [1994, S. 73].

Grenzen gesetzt, was die Höhe und Struktur des betrieblichen Energiebedarfs anbelangt.¹⁵⁹

Wie auch mechanische Energie muss die Nutzenergie Licht schließlich unmittelbar am Ort der Verwendung erzeugt werden, sofern hier nicht die natürliche Strahlung der Sonne genutzt werden kann. Dabei wird künstliches Licht grundsätzlich in verschiedenen Lampentypen aus elektrischer Energie gewonnen.¹⁶⁰

Insgesamt lassen sich folgende Endenergien als grundlegend für die Erzeugung der benötigten Nutzenergien zusammenfassen:

- Otto- und Diesekraftstoffe
- Leichtes und schweres Heizöl
- Kessel- und Kokskohle
- Erdgas

Als Umwandlungstechnologien kommen dabei vor allem zum Einsatz:

- Öfen, Kesselanlagen, Kältemaschinen, Heizungs- und Klimaanlage für die ausschließliche Wärme- oder Kälteerzeugung
- Elektro- und Verbrennungsmotoren für die Krafterzeugung
- Lampen für die Lichterzeugung
- Kondensationskraftwerke für die ausschließliche Stromerzeugung
- KWK für die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung

Schließlich stellt der Fremdbezug von Fernwärme bei entsprechenden infrastrukturellen und verfahrenstechnischen Voraussetzungen eine mögliche Alternative zur Dampfeigenerzeugung dar.

¹⁵⁹ Die Schwierigkeiten im Rahmen der Nutzung von KWK-Anlagen wird ausführlich in Kapitel 4.2.4 besprochen.

¹⁶⁰ Eine detaillierte Darstellung der unterschiedlichen Lichtquellen findet sich in: PISTOHL [1999, G30-G47].

2.3.5 Energiebeschaffung – Schnittstelle zwischen Betrieb und Umwelt

2.3.5.1 Besonderheiten bei der Beschaffung leitungsgebundener Energieträger

Sowohl die genannten Endenergien als auch die nicht innerbetrieblich erzeugten Nutzenergien werden schließlich von außerhalb des Betriebes über hierauf spezialisierte Unternehmen der Energieversorgung (EVU) bezogen. Diese gewinnen die von der Natur in ihrer ursprünglichen Form dargebotenen regenerativen und nicht-regenerativen Primärenergieträger und liefern sie, häufig nach weiteren Umwandlungen, als Endenergien an die energienutzenden Betriebe. Neben den erwähnten Energieträgern der Mineralölprodukte, Kohlen und Gase werden in diesem Zusammenhang insbesondere auch Elektrizität und thermische Energie in Form von Fernwärme angeboten.¹⁶¹

In diesen Zusammenhang ist zunächst zu bemerken, dass das Angebot von Fernwärme ausschließlich punktuell im Rahmen einzelner Inselversorgungen erfolgt und daher ein Fremdbezug nicht immer möglich ist,¹⁶² was auch in dem geringen Fernwärmeanteil am Endenergieverbrauch von lediglich 3,6 % Ausdruck findet.¹⁶³ Ursächlich hierfür sind die für den Aufbau eines Versorgungsnetzes zu erbringenden Investitionen, die erst ab einem entsprechend hohen energetischen Gesamtanschlusswert kompensiert werden können. Dieser wird insbesondere durch die jeweils vorliegende Wärmedichte bestimmt, also die Anzahl der belieferten Abnehmer pro Netzstrecke. Entsprechend finden sich die meisten Systeme der Fernwärmeversorgung fast ausschließlich in städtischen Ballungsgebieten.¹⁶⁴

Obwohl auch die Versorgung mit Elektrizität und Erdgas an entsprechende Leitungsnetze gebunden ist, werden diese Endenergien im Gegensatz zu Fernwärme bis auf wenige Ausnahme flächendeckend angeboten. Allerdings gilt es in diesem Zusammenhang, die bei der leitungsgebundenen Energieversorgung grundsätzlich auftretende Speicherproblematik zu beachten: Aufgrund bis zur Kapazitätsgrenze stetig fallender kurzfristiger Grenzkosten in der leitungsgebundenen Energiewirt-

¹⁶¹ Wobei insbesondere die elektrische Energie meist unmittelbar zur Erzeugung von EDL Verwendung findet, so dass eine trennscharfe Abgrenzung zwischen End- und Nutzenergien häufig nicht möglich ist, wie auch in den Ausführungen auf S. 65 und 66 erläutert wird.

¹⁶² Vgl.: SCHULZ [1996, S. 336].

¹⁶³ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 6].

¹⁶⁴ Vgl.: STUMPF [1986, S. 10].

schaft kann ein kostenminimaler Einsatz der Anlagen zur Energieproduktion, -umwandlung und -transport nur durch deren maximale Auslastung erreicht werden, welches wiederum einen zeitlich gleichförmiger Betrieb voraussetzt. Jedoch unterliegt sowohl der Energiebedarf als zum Teil auch das Energiedargebot täglichen und saisonalen Schwankungen, so dass für einen ausgeglichenen Betrieb die Speicherung der jeweiligen Energieträger erfolgen müsste. Dabei unterscheidet sich die Einlagerung des stofflichen Erdgases grundsätzlich nicht von Speichervorgängen anderer Sachgüter, für die sich das optimale Ausmaß der Lagerung nach dem Verhältnis der hierdurch verursachten Kosten – etwa durch die Kapitalbindung und dem Bau und Unterhalt entsprechender Lagerstätten – und dem erzielbaren Nutzen richtet, der insbesondere in der erwähnte Verbesserung der Anlagenauslastung und erhöhter Flexibilität liegt.¹⁶⁵

Von entscheidender Bedeutung für die Kosten von Energiespeicherung ist der auf den Energiegehalt bezogene Raumbedarf des jeweiligen Energieträgers. In diesem Zusammenhang weist ein Kubikmeter Erdgas unter atmosphärischem Druck lediglich knapp 1 Promille des Energiegehaltes der gleichen Menge an Erdöl auf.¹⁶⁶ Da adäquate Lagerräume nur begrenzt zur Verfügung stehen, erfordert die Speicherung relevanter Erdgasmengen somit deren Komprimierung unter Verwendung geeigneter Anlagen. Die resultierenden Grenzkosten kennzeichnet dann jedoch ein ansteigender Verlauf, so dass sich die Speicherung von Erdgas im Vergleich zu flüssigen und festen Brennstoffen nur für relativ geringe Mengen als sinnvoll erweisen kann. Belegt wird dieser Sachverhalt auch durch die bundesdeutsche Speicherkapazität, die sich für Erdgas auf lediglich knapp 20 % des jährlichen Inlandabsatzes beläuft, wohingegen dieser Anteil für Mineralölprodukte deutlich über 50 %¹⁶⁷ beträgt.¹⁶⁸

Noch problematischer gestaltet sich die Speicherung von Elektrizität, für die eine unmittelbare Lagerung physikalisch nicht möglich ist. Methoden zur Speicherung von elektrischer Energie beruhen stets auf deren Umwandlung in eine andere, lagerfähige Energieform (z.B. in potentielle Energie bei Pumpspeicherung oder in chemische Energie bei Verwendung von Akkumulatoren) mit nachfolgender

¹⁶⁵ Vgl.: MUSIL [1972, S. 9].

¹⁶⁶ Vgl.: NOSKO [1982, S. 68].

¹⁶⁷ Der Wert bezieht sich lediglich auf große Speicher mit mindestens 1000m³ Volumen, so dass die Gesamtkapazität unter Einbeziehung der Haushaltslager noch deutlich höher liegen dürfte.

¹⁶⁸ Vgl.: SEDLACEK, R. [2002, S. 499-502], MWV [1999, S. 31], BMWI [2007, Tabelle 14], eigene Berechnungen

Rückwandlung.¹⁶⁹ Dieser Prozess ist zum Teil mit erheblichen Investitionskosten und Umwandlungsverlusten verbunden, so dass von einer Speicherung relevanter Strommengen beim Anwender abgesehen werden muss und dafür vielmehr auf der Angebotsseite entsprechende Reservekapazität vorgehalten wird. Als Folge hat sich in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft mit dem Arbeits- und Leistungspreis eine zweigliedrige Preisstruktur entwickelt, die neben dem über einen bestimmten Zeitraum abgenommenen Arbeitsäquivalent ebenfalls das – tatsächlich gemessene oder unterstellte – zugehörige Lastprofil des Kunden in Rechnung stellt.

Mit der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft werden alle relevanten Endenergieträger – zumindest de jure – in Deutschland auf wettbewerblich organisierten Märkten gehandelt. Entsprechend eröffnet sich für jedes energienutzende Unternehmen zunächst prinzipiell die Möglichkeit, auf den unterschiedlichen Energiemärkten ebenfalls als Anbieter aktiv zu werden. Da allerdings als finaler Zweck jeglicher betrieblichen Energienutzung – außer bei den hier nicht betrachteten Unternehmen der Energieversorgung – die produktive Verwendung der unterschiedlichen Energiedienstleistungen steht, kann diese Vermarktung von Energie nicht dem klassischen Handelsbild entsprechen, bei dem der Energiebezug mit der Motivation erfolgt, die Versorgung Dritter zu gewährleisten. Vielmehr ist davon auszugehen, dass es sich hierbei um überschüssige Energiemengen handelt, die zum derzeitigen Zeitpunkt nicht zu Produktionszwecken eingesetzt werden können, oder die als Abfallprodukt des Betriebsprozesses anfallen.

Da eine Lagerung der speicherfähigen Fest- und Flüssigbrennstoffe ohne weiteres möglich ist, können diese im Fall einer temporären Bedarfsüberdeckung auch zu einem späteren Zeitpunkt ihrer innerbetrieblichen Verwendung zugeführt werden. Folglich stellt sich die Frage nach der Energievermarktung grundsätzlich nur für die leitungsgebundenen Energieträger Fernwärme, Strom und Gas, deren konkrete Absatzmöglichkeiten wesentlich von den hierfür notwendigen Versorgungsnetzen bestimmt werden: Müssen diese neu errichtet werden oder ist die Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur möglich und wenn ja, zu welchen Bedingungen?

In diesem Zusammenhang ist aufgrund der hohen Marktreife von Erdgas und insbesondere Strom – so verfügt faktische jedes regelmäßig genutzte Gebäude über einen Anschluss an die öffentliche Elektrizitätsversorgung – davon auszugehen, dass für diese Energieträger grundsätzlich auf bereits bestehende Infrastruktur

¹⁶⁹ Vgl.: MUSIL. [1972, S. 10].

zurückgegriffen werden kann, wohingegen die Vermarktung von Fernwärme aufgrund ihrer lokalen Gebundenheit fast immer den Neubau des benötigten Wärmenetzes im Vorfeld erfordert. Mit der Neuregelung des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wird potentiellen Netznutzern ein diskriminierungsfreier und regulierter Zugang zu den bestehenden Transport- und Verteilungsnetzen von Strom und Erdgas zugesichert.¹⁷⁰ Dies bedeutet ein Abweichen von der bisherigen Praxis, nach der die Konkretisierung des Netzzugangs über individuelle Verhandlungen zwischen Netzeigner und Nutzungswilligem erfolgte, und der sich an privatwirtschaftlichen Rahmenkriterien der Verbändevereinbarungen (VV) Strom¹⁷¹ und Gas¹⁷² orientierte.

2.3.5.2 Grundsätzliche Marktformen und Marktteilnehmer

Üblicherweise werden auch energiewirtschaftlichen Märkte gemäß gängiger Konvention nach den auf ihnen agierenden Teilnehmern in Groß- und Einzelhandelsmärkte unterteilt.¹⁷³ Hierbei beschreibt der Großhandel Transaktionen zwischen EVU und Weiterverteilern, auf Einzelhandelsmärkten findet ein Austausch zwischen EVU und Endverbrauchern statt. Diese Klassifikation erscheint hier jedoch insofern problematisch, als energienutzende Betriebe, insbesondere energieintensive Industrie, grundsätzlich als Endverbraucher gelten, jedoch auch Zugang zu Großhandelsmärkten besitzen und zudem als Anbieter überschüssiger Energien auftreten.¹⁷⁴

Vielmehr soll die Einteilung der Energiemärkte im Rahmen dieser Arbeit nach Maßgabe des auf ihnen herrschenden Organisationsgrades erfolgen, wonach sich Börsen und Over-The-Counter (OTC)-Märkte unterscheiden lassen.¹⁷⁵ Hierbei zeichnen sich OTC-Märkte durch nicht standardisierte Produkte aus, deren Lieferbedingungen – etwa hinsichtlich Laufzeit, Erfüllungszeitpunkt, Erfüllungsort, Preisgleitklauseln, etc. – individuell zwischen Anbieter und Nachfrager ohne besondere institutionelle Aufsicht auf privatwirtschaftlicher Basis ausgehandelt werden. Entsprechend existiert per se keine Clearingstelle, welche die Erfüllung der abgeschlossenen Verträge zu garantieren vermag. Auch resultiert die nicht-zwingende Veröffentlichung von Preisen getätigter Geschäftsvorfälle in einer

¹⁷⁰ Vgl.: EnWG [2005].

¹⁷¹ Vgl.: VV Strom II Plus [2001].

¹⁷² Vgl.: VV Erdgas II [2002].

¹⁷³ Vgl.: z. B. SEIFERTH [2000, S. 211].

¹⁷⁴ Vgl. Ebd.

¹⁷⁵ Vgl. auch im Folgenden: DUDENHAUSEN [2000, S. 68ff].

verhältnismäßig hohen Marktintransparenz, die zudem durch die Vielzahl qualitativ unterschiedlicher Transaktionen verstärkt wird. Aufgrund des bilateralen Charakters der Verhandlungen sind sich die hieran beteiligten Parteien bekannt. Dies kann einerseits die Bonitätsbewertung des Geschäftspartners erleichtern – etwa auf Grundlage früherer Erfahrungen oder im Fall der Existenz entsprechender Rating-Größen – begünstigt jedoch andererseits auch den Einsatz machtpolitischer Instrumente des hierbei Überlegenen.

Im Gegensatz zu den OTC-Märkten handelt es sich bei Börsen um institutionell kontrollierte Marktplätze, auf denen zugelassene Mitglieder anonym und zu standardisierten Vertragsbedingungen unter Offenlegung der Abschlusspreise agieren. Dabei fungiert der Börsenbetreiber als Vertragspartner sowohl für Käufer als auch Verkäufer und garantiert so die Erfüllung der geschlossenen Verträge. Im Gegenzug haben sich die Marktteilnehmer jedoch gewissen Auflagen zu unterwerfen, wie etwa der Hinterlegung von Eigenkapital und der Zahlung von Transaktionsentgelten, die eine Teilnahme am Börsenhandel nur bei entsprechenden finanziellen Ressourcen der Betriebe erlauben. Entgegen den Verhältnissen auf den OTC-Märkten sind Börsen aufgrund ihrer standardisierten Rahmenbedingungen und dauernden Preisveröffentlichungen generell durch eine hohe Transparenz gekennzeichnet, so dass Börsenpreise häufig auch als Referenzwerte für OTC-Geschäfte Verwendung finden. Andererseits beschränkt eine solche Ausrichtung sowohl die Anzahl der handelbaren Produkte als auch der möglichen Börsenplätze. Während jedes neu aufgenommene Produkt zu einer geringeren Vergleichbarkeit des Börsenhandels insgesamt führt, resultiert die Eröffnung eines alternativen Handelsplatzes in einer Abwertung der Referenzfähigkeit bis dato bestehender Börsen.¹⁷⁶ Als Folge kommt ein Börsenhandel für einige Unternehmen – obwohl diese die notwendigen finanziellen Voraussetzungen erfüllen – dennoch nicht in Frage, falls die festgelegten Rahmenbedingungen nicht den individuellen Anforderungen entsprechen oder sich bei entfernungsabhängigen Kosten der (physische) Handelsplatz in zu weiter Entfernung befindet.

Die gehandelten Produkte können nach Maßgabe ihrer Fälligkeit entweder Spot- oder Termingeschäften zugeordnet oder hinsichtlich ihrer Erfüllungsart in physische und finanzielle Transaktionen unterteilt werden. Handel auf dem Spotmarkt impliziert in diesem Zusammenhang unmittelbar nach vertraglichem Geschäftsabschluss auch dessen Erfüllung, wohingegen bei Termingeschäften die Erfüllung des

¹⁷⁶ Insbesondere auch dieses Argument wird als Erklärung für die Fusion der beiden deutschen Strombörsen EEX und LPX ins Feld geführt.

Vertrags erst zu einem späteren Termin, aber zu bereits am Abschlusstag festgelegten Konditionen erfolgt. Während hierbei physische Geschäfte grundsätzlich erst durch die Lieferung der gehandelten Ware erfüllt werden, erfolgt dies bei finanziellen Transaktionen allein durch den Ausgleich des geldwerten Vor- oder Nachteils, ohne dass es zu einem tatsächlichen Austausch der Handelsware kommt. Entsprechend dienen finanzielle Geschäfte auch nicht dem Bezug der notwendigen Energieträger, sondern sind vielmehr als Instrument zur Absicherung von Risiken anzusehen.¹⁷⁷

Schließlich lassen sich die auf den Märkten auftretenden Akteure hinsichtlich ihrer unterschiedlichen Charakteristika als wichtigste Typen in Marketer, Aggregatoren, Broker, Trader und Portfoliomanager unterteilen:¹⁷⁸ Hierbei verfolgen Marketer eine unmittelbare Versorgungsabsicht und treten als An- und Verkäufer von Energie in eigenem Namen und auf eigene Rechnung auf, wohingegen Broker als reine Vermittler von Geschäften aktiv werden und somit stets auf fremde Rechnung handeln. Gleiches gilt für Aggregatoren, die Nachfrage bündeln, um so attraktivere Bezugskonditionen realisieren zu können. Trader lassen sich durch ihre spezifische Orientierung an finanziellen Papiermarktgeschäften charakterisieren, während Portfoliomanager vor allem kleinere Marktteilnehmer beim Energieeinkauf beraten und diesen auch häufig in Eigenverantwortung durchführen. Definitionsgemäß treten energienutzende Betriebe demnach selbst als Marketer auf den unterschiedlichen Energiemärkten in Erscheinung oder lassen sich durch Broker, Trader, Portfoliomanager oder Aggregatoren vertreten.

2.3.6 Politische Rahmenbedingungen

Erkennt man den Endenergiebezug als Ausgangspunkt der betriebsnotwendigen Energiedienstleistungen, so muss einer funktionierenden Energieversorgung auch auf volkswirtschaftlicher Ebene infrastruktureller Charakter zugesprochen werden. Entsprechend wird die Versorgungssicherheit als ausgesprochenes Ziel des Gesetzgebers definiert, das zudem um die angestrebte Preisgünstigkeit der Energieversorgung ergänzt wird.¹⁷⁹ Nicht zuletzt in Hinblick auf diese Ziele wurde zu Ende der 90er Jahre die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte angestoßen, als sich im Zuge eines allgemeinen Paradigmenwechsels die Meinung durchsetzte, dass eine wettbewerbliche Marktorganisation zu besseren volkswirtschaftlichen Ergebnissen führt als eine staatliche Aufsicht. Jedoch wurde mit dem

¹⁷⁷ Ein spekulativer Handel mit finanziellen Produkten wird gemäß der Argumentation im vorangegangenen Kapitel ausgeschlossen.

¹⁷⁸ Vgl. SEIFERTH [2000, S. 214], relevant auch für die folgenden Ausführungen.

¹⁷⁹ Vgl.: EnWG [2005, § 1 (1)].

allgemeinen Netzzugang ein zunächst privatwirtschaftlich ausgestaltetes Instrumentarium aufgrund der unbefriedigenden Ergebnisse inzwischen wieder staatlicher Regulierung unterworfen, die sich in der Verabschiedung entsprechender Verordnungen und der Inthronisierung der Bundesnetzagentur als verantwortliche Regulierungsinstanz manifestiert hat.¹⁸⁰ Als wichtigste Gesetze und Verordnungen sind in diesem Zusammenhang das Energiewirtschaftsgesetz in Verbindungen mit den Netzzugangs- und Netzentgeltverordnungen für Strom und Gas zu nennen,¹⁸¹ welche den grundsätzlichen Rahmen der leitungsgebundenen Energieversorgung bilden. Hinzu kommt die Bundestarifordnung Elektrizität,¹⁸² nach deren Vorgaben sich die Stromtarife für Kleinverbraucher richten.

Neben der Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit stellt die Umweltverträglichkeit das dritte generelle Leitmotiv energiepolitischer Bemühungen dar. Die Deckung des bundesdeutschen Primärenergiebedarfs von derzeit rund 14.500 PJ erfolgt in diesem Zusammenhang lediglich zu einem vernachlässigbaren Anteil von weniger als 3 % durch regenerative Energie,¹⁸³ wohingegen die hauptsächliche Bedarfsbefriedigung durch nicht-erneuerbare Energieträger geleistet wird. Mit deren Nutzung sind im Vergleich zu den regenerativen Energien allerdings zusätzlich verschiedene umweltbeeinflussende Effekte verbunden: So erfordert der Einsatz der fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas, bzw. der hieraus erzeugten Sekundärenergieträger, unabhängig des Einsatzzwecks stets deren Verbrennung. Bei diesem Vorgang werden verschiedene im Material gebundene Stoffe freigesetzt, die gesundheits- und umweltschädigende Wirkungen hervorrufen können. Anzusprechen sind in diesem Zusammenhang etwa das Kohlendioxyd (CO₂), für welches klimabeeinflussende Eigenschaften als höchstwahrscheinlich vermutet werden, aromatische Kohlenwasserstoffe, die als krebserregend gelten, oder das pflanzenschädigende Schwefeldioxyd (SO₂). Die Auswirkungen der Schadstoffemissionen auf Dritte wird nach herrschender Meinung durch die Marktpreise nicht oder zumindest nicht in ausreichender Höhe repräsentiert, so dass hier ein Marktversagen aufgrund negativer Externer Effekte vermutet wird.¹⁸⁴ Vor diesem Hintergrund hat der Gesetzgeber ebenfalls eine Anzahl von Regelungen verabschiedet, die etwa in ordnungsrechtlicher Form bestimmte Mindeststandards bezüglich des Energie-

¹⁸⁰ Vgl. hierzu die Diskussion des Netzzugangs in Kapitel 5.2.2.

¹⁸¹ Vgl.: EnWG [2005], GasNZV [2005], StromNZV [2005], GasNZE [2005], StromNZE [2005].

¹⁸² BTOElTV [1990].

¹⁸³ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 4].

¹⁸⁴ Vgl. hierzu etwa: MASUHR [1992, S. 299]

verbrauchs oder der einhergehenden Umweltbelastung festlegen, wie es beim Energieeinsparungsgesetz (EnEG) der Fall ist.¹⁸⁵ Andere Gesetze bezwecken durch eine bestimmte Form der Vergütung den Ausbau regenerativer und umweltschonender Energieerzeugung, wobei hier insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) zu nennen sind.¹⁸⁶ Als jüngste Maßnahme ist der ab dem Jahr 2005 gestartete CO₂-Zertifikatehandel zu nennen, der über ein Marktmodell eine Internalisierung der Externen Effekte der Energienutzung anstrebt.

Unabhängig von der in diesem Zusammenhang geführten Kontroverse zwischen Politik und Energieerzeugern, inwieweit eine Einpreisung der kostenlos zugeteilten Zertifikate zulässig ist, zeigt nicht zuletzt die jüngste Entwicklung auf dem Strom- und CO₂-Zertifikatemarkt die Bedeutung von energie- und umweltpolitischen Eingriffen für das betriebliche Energiemanagement auf: So ließen Prognosen über europaweite Restmengen an Zertifikaten für das Jahr 2006 im April diesen Jahres den Zertifikatspreis von seit längerer Zeit konstanten 30 €/t um gut 50 % auf unter 15 €/t einbrechen. Gleichzeitig kam es ebenfalls zu einem deutlichen Preisverfall am Futuresmarkt für Elektrizität von gut 60 €/MWh auf unter 50 €/MWh, wie in der folgenden Abbildung dargestellt ist:

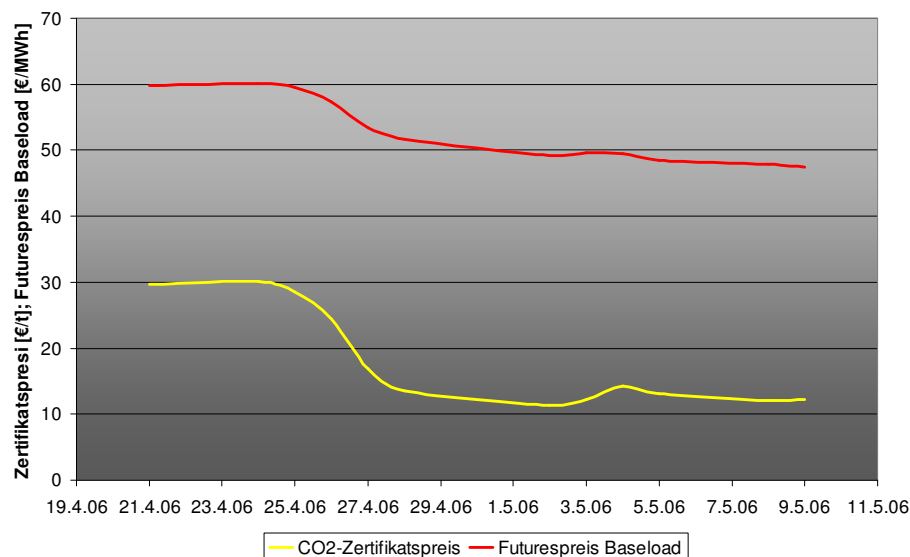


Abbildung 9: Entwicklung von Zertifikats- und Strompreisen¹⁸⁷

¹⁸⁵ Vgl.: EnEG [1978].

¹⁸⁶ Vgl.: EEG [2004] und KWKG [2002].

¹⁸⁷ Quelle: EEX [2006a].

Hierbei wird deutlich, dass politische Eingriffe wie der CO₂-Zertifikatehandel nicht nur zur Preiserhöhungen (oder -senkungen) führen müssen, sondern vor allem auch einen weiteren Unsicherheitsfaktor im Rahmen des Energiemanagements darstellen können.¹⁸⁸ So wären für eine ideale Planung der betrieblichen Energienutzung nicht nur die zu erwartenden Maßnahmen zu prognostizieren, sondern auch deren konkrete Auswirkung auf die Energiepreise über den Zeithorizont der Planungsperiode zu beurteilen. Dies ist allerdings eine Zielsetzung, die aufgrund der Langlebigkeit der meisten Umwandlungstechnologien und der hohen Interdependenzen der relevanten Märkte nicht als realistisch angesehen werden kann.

Über diese indirekte Bedeutung hinaus ist der CO₂-Zertifikatehandel zumindest für industrielle Betriebe auch von direkter Relevanz: Entsprechend der Vorgaben im ‚Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen‘ (TEHG), unterliegen nicht nur Anlagen zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Zertifizierungspflicht, sondern auch industrielle Anlagen zur Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, zur Mineralverarbeitung und zur Zellstoffverarbeitung.¹⁸⁹ Insofern müssen die bei der Produktion zwangsläufig anfallenden CO₂-Emissionen im Rahmen wirtschaftlicher Planungen als unmittelbarer Erfolgsfaktor eine adäquate Berücksichtigung finden. Dies gilt umso mehr wenn überprüft werden soll, inwieweit eine Einsparung an CO₂-Emissionen günstiger sein könnte als ein Zukauf der ansonsten notwendigen Zertifikate.

So resultieren CO₂-Zertifikate unabhängig vom gewählten Allokationsmechanismus zunächst in zusätzlichen Produktionskosten, sei es in Form von Opportunitätskosten bei einer kostenlosen Zuteilung oder in ‚echten‘ Kosten im Fall einer Auktionierung. Wenn weiterhin davon ausgegangen wird, dass diese nicht vollständig über den Produktpreis an die Kunden weitergegeben werden können, erwächst hieraus der Druck zur Minimierung der zusätzlichen CO₂-Kosten. Eine solche ist möglich, falls die Kosten der Einsparung von CO₂-Emissionen im Rahmen der Produktion geringer sind als der Preis der ansonsten notwendigen Zertifikatsmenge. Dass es sich hierbei um eine nicht zu unterschätzende Größenordnung handelt, zeigt sich, wenn man sich die von der Industrie im Jahr 2004 emittierten CO₂-Menge von insgesamt

182 Mio. t vor Augen hält.¹⁹⁰ Wenn weiterhin davon ausgegangen wird, dass die

¹⁸⁸ Für das Problem von Unsicherheiten im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements vgl. insbesondere: Kapitel 4.2.4 und 4.3.1.

¹⁸⁹ Vgl.: TEGH [2004, Anhang 1].

¹⁹⁰ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 9].

jüngst beschlossene Zielvorgabe erreicht werden kann, die europaweiten CO₂-Emissionen bezogen auf das Jahr 1990 um 30 % zu senken,¹⁹¹ so würde dies – bei paritätischer Aufteilung auf die Mitgliedsländer – für den industriellen Sektor in Deutschland eine Emissionsminderung von gut 70 Mio. t bedeuten.¹⁹² Bei einem unterstellten Zertifikatspreis von 20 €/t¹⁹³ ergeben sich hieraus Vermeidungskosten in Höhe von ca. 1,4 Mrd. €, ein Betrag der sich immerhin schon auf knapp 6 % der gesamten Energiekosten des industriellen Sektors beläuft.¹⁹⁴

Allerdings übernahm die Bundesrepublik in diesem Zusammenhang einmal mehr eine Vorreiterposition ein, indem sie sich mit einer 40 %igen Emissionsminderung verpflichtete, die geforderte EU-Vorgabe noch einmal deutlich zu unterbieten.¹⁹⁵ Zudem lassen sich Prognosen finden, die von deutlich höheren Zertifikatspreisen ausgehen,¹⁹⁶ so dass eine Sensitivitätsbetrachtung in Hinblick auf die beiden Parameter (CO₂-Preis sowie Emissionsminderung) sinnvoll erscheint:

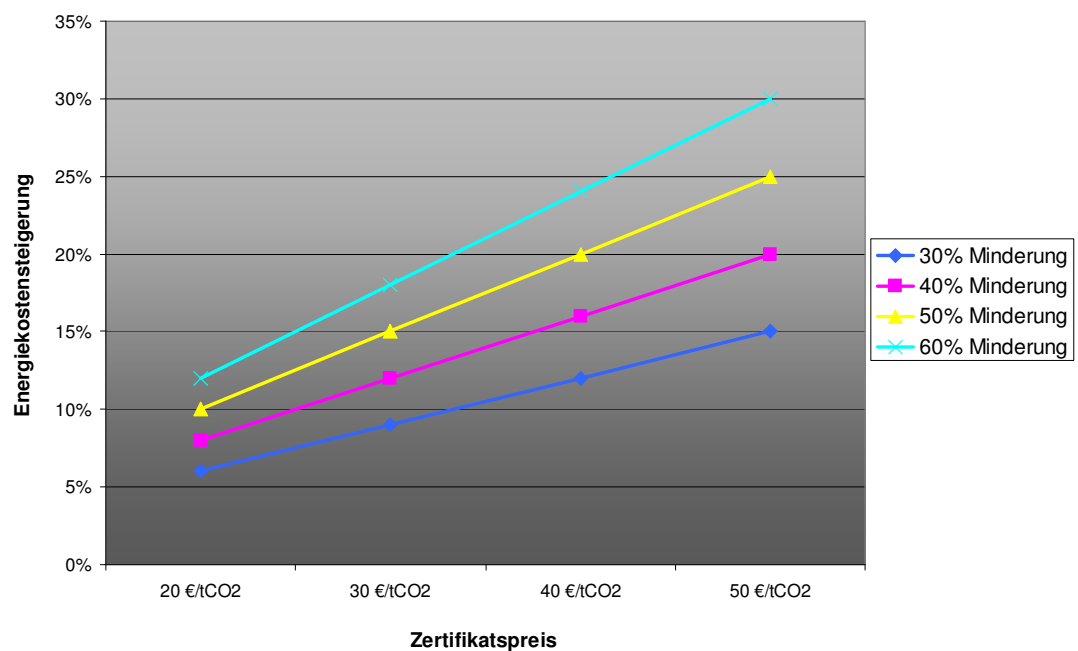


Abbildung 10: Sensitivitätsbetrachtung der CO₂-Minderungskosten¹⁹⁷

¹⁹¹ So kommuniziert im Rahmen des EU-Gipfels im März 2007.

¹⁹² Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 9].

¹⁹³ Dieser Zertifikatspreis entspricht den aktuellen Futuresnotierungen für das Jahr 2012 und liegt damit moderat höher als etwa die Angaben im Rahmen der Studie „Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030“. Vgl.: EEX [2007] und BMWA [2005, S. 24].

¹⁹⁴ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 27], eigene Berechnungen.

¹⁹⁵ Vgl.: BMU [2007].

¹⁹⁶ Vgl. etwa: o. V. [2007a].

¹⁹⁷ Quelle: BMWI [2007, Tabelle 9 und Tabelle 27], eigene Berechnungen.

Wie zu erkennen ist, bedeutet das von der Bundesregierung angestrebte Ziel einer 40 %igen CO₂-Minderung bei einem Zertifikatspreis von z. B. 30 € eine Anhebung der industriellen Energiekosten von mehr als 10 %. Insofern stellt sich für viele Industriebetriebe die Frage, wie diese Kostenposition minimiert werden kann.

Dabei gestaltet sich die konkrete Beantwortung dieser Fragestellung jedoch als beinahe beliebig komplex: Zunächst ist für die Bestimmung der CO₂-Vermeidungskosten die langfristige Prognose der zukünftig zu erwartenden CO₂-Zertifikatspreise mit all den hiermit verbundenen Problemstellungen notwendig (s. o.). Die sich bereits hieraus ergebende Komplexität wird zumindest für industrielle Betriebe noch um ein Vielfaches gesteigert, da hier Veränderungen des Energieeinsatzes oftmals unmittelbare Auswirkungen auf den Produktionsprozess als solches sowie die Beschaffenheit der gefertigten Produkte bedingen. Konkret kann etwa mit einem veränderten Einsatz der sonstigen Produktionsfaktoren gerechnet werden, was sich zum einen auf die Produktqualität auswirken könnte, zum anderen aber auch neue Problemstellungen im Rahmen der Beschaffung und Entsorgung aufwerfen könnte. Denkbar ist auch eine geringere Auslastung der Produktionsanlagen, was in entsprechende Leerkosten resultiert und zudem eine Anpassung der Lagerhaltung nach sich ziehen könnte.

Für kleingewerbliche Unternehmen stellen sich diese Fragen üblicherweise nicht, da hier die Energienutzung lediglich als infrastruktureller Faktor zur Schaffung der notwendigen betrieblichen Voraussetzungen dient.¹⁹⁸ In vielen industriellen Betrieben ist der Energieeinsatz jedoch relevanter Teil des eigentlichen Produktionszwecks, so dass Maßnahmen zur CO₂-Minderung in Form von Trade-Offs bzw. Opportunitätskosten auf die gesamte betriebliche Performance abstrahlen. Auch dies spricht dafür, dass betriebliches Energiemanagement im industriellen Bereich einerseits das größere Potential besitzt, andererseits ein wesentlich höheres Maß an Komplexität aufwirft als im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.¹⁹⁹

Schließlich ist in diesem Zusammenhang noch die sog. ‚Ökologische Steuerreform‘ (kurz: Ökosteuer) zu nennen, die durch entsprechende Änderungen des Mineralölsteuer- und Stromsteuer-Gesetzes zum 1. April 1999 in Kraft getreten ist.²⁰⁰ Ziel der Reform ist es, durch eine zusätzliche Verbrauchsteuer auf Strom, Gas und Mineralölprodukte, einen Anreiz für Energieeinsparungen zu geben. Auf der

¹⁹⁸ Vgl. hierzu auch: Kapitel 2.4.

¹⁹⁹ Vgl. hierzu auch: Kapitel 2.1.

²⁰⁰ Vgl. auch im Folgenden: StromStG [1999] und MinöStG [1992].

anderen Seite werden die Steuereinnahmen dazu genutzt, die Arbeitskosten über Kompensation der Rentenversicherung zu senken, und Systeme der regenerativen Energieerzeugung zu fördern.

Unabhängig von den zahlreichen Kritikpunkten, die gegen die Ökosteuer angeführt worden sind – etwa hinsichtlich ihrer Effizienz und Lenkungswirkung – ist ihre Auswirkung auf die betriebliche Energienutzung unterschiedlich zu bewerten. Während Handels- und Dienstleistungsbetriebe den vollen Steuersatz zahlen müssen, konnte das produzierende Gewerbe eine 40 %ige Ermäßigung auf den Strom- und Mineralölsteuersatz für sich durchsetzen. Darüber hinaus wurde mit dem sog. ‚Spitzenausgleich‘ für diese Unternehmen ein Mechanismus eingeführt, der quasi eine Deckelung der Steuerbelastung in Höhe der ökosteuerbedingten Lohnkostenentlastung garantiert: „Erlassen, erstattet oder vergütet werden [...] 95 Prozent des Betrages, um den die Steuer [...] den Betrag übersteigt, um den sich für das Unternehmen [...] der Arbeitgeberanteil an den Rentenversicherungsbeiträgen [...] verringert hat.“²⁰¹ Insofern erweist sich die Ökosteuer für Unternehmen des produzierenden Gewerbes (bis auf eine maximale 5 %ige Differenz zwischen Lohnkostenentlastung und Energiekostenbelastung) weitgehend als erfolgsneutral.

2.3.7 Synthese – Das System der betrieblichen Energienutzung

Die bisherigen Ausführungen lassen sich schließlich zu einer allgemeinen Beschreibung des Systems der betrieblichen Energienutzung zusammenführen: Dieses kann als offenes, funktionsübergreifendes System aufgefasst werden, dessen Zweck in der produktiven Verwendung von Energiedienstleistungen besteht, die über unterschiedlich viele Schritte aus unterschiedlichen Energieformen umgewandelt werden. Die Schnittstelle zur Umwelt ist dabei durch den außerbetrieblichen Bezug der benötigten Energieträger gegeben, bzw. durch die Einspeisung überschüssiger Nutzenergien. Während mit den für diesen Prozess benötigten Betriebsmittel, Zwischenprodukte und Personen die Systemelemente beschrieben werden können, lassen sich die hierbei fließenden Ströme von Endenergie, Nutzenergie und Energiedienstleistungen als die zugehörigen Relationen auffassen.

Die bisherigen Ausführungen haben sich eng an der traditionellen Terminologie der Wertschöpfungskette der Energienutzung orientiert, bei der spezialisierte Unternehmen der Energieversorgung Primärenergieträger aus der Natur gewinnen, diese gemäß den Anforderungen des Marktes zu Sekundärenergieträgern veredeln und in Form von Endenergieträgern den Verbrauchern anbieten, welche diese vor Ort in

²⁰¹ StromStG [1999, § 10 (2)]

Nutzenergien umgewandelt werden und schließlich nach einer weiteren Umwandlung als Energiedienstleistung ihrer jeweiligen Nutzenstiftung zugeführt werden. Diese Einteilung nach Maßgabe des Umwandlungsprozesses führt allerdings dann zu Problemen, wenn eine innerbetriebliche Umwandlungsstufe übersprungen wird, oder sich der Energiefluss gar umkehrt: So muss etwa zur Bereitstellung der Energiedienstleistung Raumtemperierung der bezogene Endenergieträger Gas zunächst in die Nutzenergie Raumwärme umgewandelt werden, was jedoch bei einem Bezug von Fernwärme nicht erforderlich ist. Fernwärme stellt somit gleichzeitig einen Nutz-, als auch Endenergieträger dar. Ähnliche Unschärfen ergeben sich für den Fall, dass im Betrieb erzeugte Nutzenergie wiederum veräußert wird, da diese ja als Endenergie im Markt angeboten wird.

Als Lösung soll im Rahmen dieser Arbeit – gemäß traditioneller Auffassung – jegliche von außerhalb des Unternehmens zu beziehende Energie als Endenergie bezeichnet werden, die allerdings, sobald sie die Unternehmensgrenzen überschritten hat, unabhängig von einer tatsächlichen Umwandlung unter dem Begriff Nutzenergie geführt wird, solange sie nicht in die finale Energiedienstleistung transformiert wurde.

Gemäß dieser Einteilung lassen sich mit der *Energieverwendung*, *-umwandlung* und *-bezug* die drei grundsätzlichen Ebenen der betrieblichen Energienutzung unterscheiden. Auf dieser dreiteiligen Struktur bauen sich auch die folgenden Hauptkapitel der Arbeit auf, in denen die grundsätzlichen Potentiale und Restriktionen der Energieverwendung, -umwandlung und -beschaffung analysiert werden.

2.4 Ziele des betrieblichen Energiemanagements

2.4.1 Einordnung in die betriebliche Zielhierarchie

Wurde zuvor das System der Energienutzung mit den Ebenen des Energiebezugs, der Energieumwandlung und Energieverwendung als Gegenstand des betrieblichen Energiemanagements identifiziert, bleibt weiter zu klären, nach welchen Maßgaben dieses zu gestalten ist. In diesem Zusammenhang kann zunächst auf die bereits erarbeitete Erkenntnis verwiesen werden, dass als Sachziel oder Zweck einer produktiven Nutzung von Energie die Verwendung der für den Betriebsprozess benötigten Energiedienstleistungen gelten muss. Als zentrales Axiom traditioneller wirtschaftswissenschaftlicher Theorien wird ferner davon ausgegangen, dass sich der Einsatz der zweckerfüllenden Mittel an weiteren, als Formalziele bezeichneten Richtgrößen orientiert und somit den Grundsätzen rationalen Handelns entspricht. Konkretisiert werden rationale Handlungen in den Wirtschaftswissenschaften durch das ökonomische Prinzip, wonach aus mehreren Handlungsalternativen diejenige auszuwählen ist, die entweder einem vorgegebenen Zweck mit einem minimalen Mitteleinsatz genügt, oder aber die mit fixierten Mitteln einen maximalen Grad an (sachlicher) Zielerreichung verwirklicht.²⁰² In der Literatur wird diesem Postulat als Grundlage wirtschaftlicher Handlungen durchaus mit Kritik begegnet, welche sich zum einen auf die hierfür notwendigen Voraussetzungen bezieht, die aber auch grundsätzlicher Natur ist.²⁰³

So wird eine Handlung nach objektiven Gesichtspunkten idealerweise nur dann rationalen Anforderungen genügen können, wenn dem Handelnden neben einem unbeschränkten Zugang zu den relevanten Informationsquellen, ein unendliches Erinnerungsvermögen sowie eine qualitativ und quantitativ unbegrenzte Informationsverarbeitungskapazität zur Verfügung steht. Anderenfalls ist es wahrscheinlich, dass aufgrund des beschränkten Kenntnisstandes unter Alternativen ausgewählt wird, von denen keine zu einer ‚global‘ rationalen Handlung führt, sondern allenfalls einer subjektiven, ‚lokalen‘ Rationalität genügen kann.²⁰⁴ Während solcher Kritik an den notwendigen Nebenbedingungen für rationales Handeln noch mit einer Anpassung des Konzepts – wie sie etwa im Rahmen der von SIMON definierten, eingeschränkten Rationalität erfolgt – begegnet werden kann, wird von anderer

²⁰² Vgl.: HEINEN [1983, S. 31].

²⁰³ Vgl.: MATTHIESEN [1995, S. 75ff].

²⁰⁴ Vgl.: DÖRENBACH [1982, S. 5].

Seite die Bedeutung von Rationalität an sich für menschliches Tun an sich in Frage gestellt.²⁰⁵

Vertreter dieser These gehen davon aus, dass Menschen ihre Aktivitäten weniger nach quantitativ fassbaren Optimierungskalkülen ausrichten, als vielmehr an soziologischen und psychologischen Bestrebungen orientieren, die sich nicht in ökonomischen Kategorien bewerten und vergleichen lassen.²⁰⁶ Da so nicht alle Handlungsalternativen als eindeutig besser oder schlechter gegenüber den anderen zu identifizieren sind, ist es auch unmöglich, eindeutige Aussagen über die Rationalität menschlichen Handelns zu treffen. Zudem wird in diesem Zusammenhang angebracht, dass die Zielhierarchie einer Person nicht als Konstante betrachtet werden kann, sondern je nach Situation unterschiedliche Abstufungen der Zielwertigkeit keine Ausnahme bilden.²⁰⁷ Im Rahmen dieser Argumentation wird allerdings noch immer die bewusste Zielverfolgung der handelnden Personen postuliert. Schließlich lässt sich auch diese Prämisse in Zweifel ziehen, wenn unterstellt wird, dass dem Tun von Menschen in vielen Fällen gar keine zielgerichtete Planung vorausgeht, sondern sich dieses vielmehr auf einer habituellen Ebene vollzieht und somit Rationalität im ökonomischen Sinne nur durch Zufall erreicht werden kann.

In einem betriebswirtschaftlichen Rahmen scheint man diesen Kritikpunkten zunächst durch das offensichtliche Argument begegnen zu können, dass solch irrationales Verhalten allenfalls konsumentenseitig vorliegen könne, da die längerfristige Existenz eines Betriebes im Allgemeinen nur durch zielgerichtete und – aufgrund der vorliegenden Ressourcenknappheit – im Speziellen dem ökonomischen Prinzip entsprechende Handlungen zu gewährleisten sei. Wäre dem nicht so – würde ein Unternehmen konkret etwa nicht kostendeckend produzieren – wäre ein längerfristiger Verbleib in wettbewerblichen Märkten ausgeschlossen.

Jedoch ist dieser Gedankengang m. E. zu kurz gegriffen: Mag es auch kaum zu bestreiten sein, dass sich privatwirtschaftliche Betriebe im Rahmen ihrer produktiven Tätigkeit aufgrund der hierfür zur Verfügung stehenden knappen Mittel im ökonomischen Sinne rational zu verhalten haben, so ergibt sich spätestens an der Schnittstelle zum Absatzmarkt – zumindest bei einem nachfragebestimmten Angebot – die Notwendigkeit einer Analyse der Konsumententscheidungen, soll nicht etwa ‚am Markt vorbei‘ produziert werden. Dies trägt dann aber zwingend die auf Nachfragerseite

²⁰⁵ Eine umfassende Diskussion findet sich etwa bei: BRODBECK [1998, S. 188ff und insbesondere S. 247ff].

²⁰⁶ Vgl. z. B.: KIRSCH [1977, S. 62ff].

²⁰⁷ Vgl.: MATTHIESEN [1995, S. 92].

bestehenden irrationalen Elemente in die rationale Planung des Betriebes. Wird die Annahme irrationalen Verhaltens seitens der Nachfrager zugelassen, bedingt also ökonomisch rationales Handeln der Anbieter automatisch auch deren Ausrichtung auf irrationales Verhalten.

Ohne diese Diskussion vertiefend fortführen zu wollen, geschweige denn abschließend klären zu können, ist grundsätzlich zu hinterfragen, inwiefern die Problematik irrationalen Verhaltens im Rahmen dieser Arbeit von Belang ist. In diesem Zusammenhang kann wiederum auf den Sachverhalt zurückgegriffen werden, dass der Zweck der betrieblichen Energienutzung in der Verwertung der bereitgestellten Energiedienstleistung zu sehen ist. Wie zuvor herausgearbeitet wurde, ist hierfür deren Kombination mit einem EDL-Faktor in Form von Personen oder unbelebten Objekten notwendig, um „die beabsichtigte Veränderung oder Erhaltung [dieses] externen Faktors“²⁰⁸ zu erreichen. Demnach bestimmen die Art der angestrebten Veränderung (bzw. das beabsichtigte Ausmaß der Konservierung) sowie die in diesem Zusammenhang relevanten Eigenschaften des EDL-Faktors die Qualität und Quantität der hierfür zu erbringenden Energiedienstleistung.

Diese sachlichen Zielvorgaben müssen jedoch auf einer dem Energiemanagement übergeordneten Ebene getroffen werden, da aufgrund der ausführlich diskutierten funktionsübergreifenden Relevanz der Energienutzung ansonsten *alle* betrieblichen Prozesse an ihren energetischen Aspekten auszurichten wären. Dies würde dann aber in einem alles umfassenden ‚Betriebsmanagement‘ resultieren, was hinsichtlich seiner Komplexität nicht zu bewältigen ist. Vor allem aber ist eine solche Zielhierarchie weder mit gängigen theoretischen Annahmen noch mit praktischen Erfahrungen vereinbar: Nicht etwa die Planungen der optimalen betrieblichen Energienutzung bestimmen die vom Unternehmen erbrachten Produkte und Dienstleistungen, die Kausalität ist im Regelfall genau umgekehrt. Die zuvor festgelegte Qualität und Quantität der zu erzeugenden Güter determinieren Art und Ausmaß der hierfür zu erbringenden Energiedienstleistung.

²⁰⁸ Vgl.: STEVENS [1998, S. 282].

Daher stellt sich im Rahmen von Energiemanagement auch nicht die Frage nach der Formulierung des verfolgten Sachziels, was vielmehr als vorgegeben hinzunehmen ist. Ein hierüber hinaus gehendes Energiemanagement, welches eine integrierte Optimierung von Energienutzung und des hiermit verfolgten Zwecks anstrebt, ist allenfalls in Ausnahmefällen denkbar. Hierfür müsste nämlich bei der Angebotsplanung etwa die Frage gestellt werden, ob eine höhere Produktqualität in Verbindung mit einem höheren Energiebedarf einer schlechteren Produktqualität in Verbindung mit einem entsprechend niedrigerem Energiebedarf vorzuziehen sei. Derartige Überlegungen sind höchstens dann zu erwarten, wenn dem Energieeinsatz bei der Gütererstellung gegenüber den übrigen Produktionsfaktoren ein wesentlicher Anteil zukommt, was außer für wenige energieintensive Fertigungsbetriebe jedoch nicht der Fall ist.

Kann also davon ausgegangen werden, dass mit Energiedienstleistungsqualität und -quantität das Sachziel der betrieblichen Energienutzung von übergeordneten Stellen vorgegeben ist, gilt es dennoch, die Frage nach dem ebenfalls relevanten Formalziel zu beantworten, nach welchem sich der Mitteleinsatz zu richten hat. In diesem Kontext erscheint die Ausrichtung am ökonomischen Prinzip, den gegebenen Zweck mit minimalem Mitteleinsatz zu erstreben, durchaus plausibel. Insbesondere das zuvor angebrachte Argument der beschränkten betrieblichen Ressourcen bei gleichzeitig herrschender Konkurrenzsituation dürfte eine konsequente Missachtung dieser Maxime zumindest langfristig kaum zulassen. Also lässt sich schließlich als Ziel der betrieblichen Energienutzung – und somit auch des Energiemanagements – die Bereitstellung von Energiedienstleistungen in vorgegebener Qualität und Quantität durch einen möglichst minimalen Mitteleinsatz definieren, der in den hiermit verbundenen Kosten seinen Ausdruck findet.

In diesem Kontext erweist sich die in der Literatur häufig vorgebrachte (mengenmäßige) Energieeinsparung um ihrer selbst Willen als Zielsetzung zu undifferenziert: Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive kann solche nur dann ökonomisch rationalen Ansprüchen genügen, falls sie in einer Kostensenkung resultiert, ohne hierdurch das verfolgte Sachziel negativ zu beeinflussen. Dies ist aber per se nicht zwangsläufig zu erwarten, da ein Mindereinsatz des Elementarfaktors Energie bei effizienter Nutzung c. p. zu einer Beeinträchtigung der Energiedienstleistungsquantität führen muss, falls keine Kompensation durch einen Mehreinsatz anderer Faktoren erfolgt (soweit dieser denn möglich ist). Insofern lässt sich der Begriff der Energieeinsparung noch weiter differenzieren in eine *Verbesserung der Energieeffizienz* (durch eine Kapitalsubstitution bei gleichem Nutzenniveau) und eine Verringerung des Energieverbrauchs (*Energiesparen i. e. S.* durch die Hinnahme von Nutzeneinbu-

ßen). Wenn jedoch der bisherigen Argumentation gefolgt wird, nach der das Sachziel der Energienutzung hinsichtlich Qualität und Quantität üblicherweise als vorgegeben anzusehen ist (und somit eine Einschränkung des Nutzenniveaus nicht zur Diskussion steht), beschränken sich Energieeinsparungen in der Regel auf Verbesserungen der Energieeffizienz. Insofern ist der Begriff der „Energieeinsparung“ im Folgenden stets im Sinne der „effizienten Energieverwendung“ zu interpretieren, sollte keine explizite Differenzierung als „Energieeinsparung i. e. S.“ erfolgen.

Energieeinsparungen sind demnach nur für den Fall zielkonform, dass eine ineffiziente Energienutzung vorliegt oder die vermiedenen Kosten des Energieeinsatzes die Kosten des zusätzlichen Einsatzes anderer Elementarfaktoren überkompensiert. Darüber hinaus sind Energiemanagement-Maßnahmen noch mit über- und nebengeordneten Betriebszielen abzustimmen, wie sie etwa in unternehmerischen Liquiditäts- oder Rentabilitätsansprüchen zum Ausdruck kommen. Als Folge ist auch eine nicht-kostenminimale Bereitstellung der Energiedienstleistungen – zumindest aus gesamtbetrieblicher Sicht – als rational zu bewerten für den Fall, dass diese ansonsten zu einem geringeren Zielerreichungsgrad sonstiger übergeordneter Betriebsziele führte.

2.4.2 Diskussion der Energiedienstleistungskosten als relevante Zielgröße

Allerdings muss bereits an dieser Stelle auf wesentliche Problempunkte im Zusammenhang mit den Energiedienstleistungskosten als Zielgröße des Energiemanagements hingewiesen werden. So ist zunächst zu bedenken, dass die Verwendung von Energiedienstleistungen zwangsläufig durch deren Kombination mit einem EDL-Faktor erfolgt – ein Maschinenantrieb ist unsinnig, wenn hierdurch keine Güter bearbeitet oder transportiert werden, die Klimatisierung eines Raumes nutzlos, wenn sich in diesem keine Personen oder Waren befinden. Wie festgestellt, bestimmt die beim EDL-Faktor angestrebte Wirkung als Sachziel Qualität und Quantität der Energiedienstleistung. Dies ist unproblematisch für den Fall, dass die zu erzielende Wirkung klar formuliert werden kann und sich zudem in eine eindeutige funktionale Beziehung zum Energiedienstleistungseinsatz stellen lässt. Als Beispiel könnten hier Montagetätigkeiten genannt werden, in deren Rahmen etwa eine Schraube mit einer bestimmten Kraft angezogen werden muss. Jedoch müssen solche Situationen im gesamten Spektrum der betrieblichen Energienutzung eher als Ausnahme angesehen werden, wohingegen in der Regel die Operationalisierbarkeit des Sachziels sowie die eindeutige Zuordnung der Energiewirkung auf den Energieeinsatz nur eingeschränkt möglich ist:

So ist oftmals schon die Formulierung des Zwecks der Energienutzung mit Schwierigkeiten verbunden. Insbesondere für den Fall, dass die Energiedienstleistung an Personen verrichtet wird, lässt sich die sachliche Zielerreichung lediglich auf einer qualitativen, kaum operationalisierbaren Ebene formulieren: So bezweckt Raumklimatisierung etwa die Herbeiführung eines Behaglichkeitsempfindens der beeinflussten Personen, seien es Mitarbeiter oder Kunden. Wie allerdings ist ‚Behaglichkeit‘ zu definieren? Oder noch einfacher: Wann empfindet man eine Situation als behaglich und wann nicht? Bereits diese simple Frage macht deutlich, wie problematisch allein die konkrete Zweckbestimmung der Energienutzung ist. So ist Behaglichkeit zunächst weniger ein klar definierter Zustand, als vielmehr ein unbestimmtes Gefühl, welches sich nicht anhand quantitativ fassbarer Indikatoren abgrenzen lässt und insofern von vorneherein kaum als eine operable Zielgröße genutzt werden kann.

Zudem wird dieses Gefühl nicht nur von energiebezogenen Faktoren bestimmt – wie etwa Umgebungsausleuchtung und -temperatur sowie Luftfeuchtigkeit und -bewegung – sondern auch von exogenen körperlichen und emotionalen Eigenarten der jeweiligen Personen. Insbesondere Emotionen können aber durchaus abrupten und unvorhersehbaren Veränderungen unterworfen sein, was die Ableitung eines allgemeingültigen Zusammenhangs zwischen Energieeinsatz und Zielerreichung auf dieser Ebene unmöglich macht.

Zwar ist davon auszugehen, dass die genannten energiebezogenen Faktoren im Sinne notwendiger Bedingungen gewissen Mindestanforderungen genügen müssen – konkret etwa eine bestimmte Mindesttemperatur der Umgebung herrschen muss – jedoch ist wahrscheinlich, dass sich diese entsprechend der individuellen Gewohnheiten von Person zu Person unterscheiden werden und so eine Objektivierbarkeit nicht zu erreichen ist. Erschwerend kommt hinzu, dass das Niveau an Energieeinsatz und Bedürfnisbefriedigung nicht eindeutig korreliert ist. Führt die Anhebung des Temperaturniveaus in einer kalten Umgebung zunächst tendenziell zu einer Zunahme der Behaglichkeit, kehrt sich dieser Zusammenhang genau um, wird die Umgebungstemperatur als zu warm empfunden.

Eine weitere Problemstellung ergibt sich im Rahmen der Zurechenbarkeit der anfallenden Kosten auf die erstellten Energiedienstleistungen. Solche Probleme treten zunächst immer dann auf, wenn im Rahmen von Kuppelproduktionsprozessen gleichzeitig unterschiedliche Ausbringungsenergien aus derselben Einsatzenergie gewonnen werden, wie es etwa in Prozessen der Kraft-Wärme-Kopplung der Fall ist. Während in diesem Zusammenhang noch unterschiedliche Schlüsselungs-

verfahren zurückgegriffen werden kann,²⁰⁹ ist eine Kostenverrechnung für Energiedienstleistungen, die zwar aus unterschiedlichen Nutzenergien, allerdings in Kombination mit denselben Betriebsmitteln erzeugt werden, nicht mehr möglich.

Als einfaches Beispiel kann hier die gleichzeitige Temperierung und Beleuchtung eines Raums angeführt werden: Beide Energiedienstleistungen resultieren aus einem Einsatz der jeweiligen Nutzenergie – also Wärme und Licht – im Rahmen der relevanten räumlichen Gegebenheiten, zu denen dann insbesondere Wärmedämmung und Fensterfläche zu zählen sind. Wie aber sind die hierfür anfallenden Baukosten auf die beiden Energiedienstleistungen zu verteilen, dienen doch Fensterscheiben nicht nur dem Lichteinlass, sondern auch der Wärmedämmung und führt Tageslichteinfall nicht nur zu einer besseren Ausleuchtung des Raums, sondern ebenfalls zu einer Temperaturanhebung? Es ist offensichtlich, dass nach ökonomischen Maßstäben eine zufrieden stellende Beantwortung dieser Frage nicht möglich ist.

Es bleibt somit festzuhalten, dass Energiedienstleistungen zwar für das Verständnis von Energienutzungsprozessen ein wichtiges theoretisches Konstrukt darstellen, die Energiedienstleistungskosten als formales Ziel für die Managementpraxis jedoch nicht befriedigen können. Insofern ist auch zu erklären, warum als Zielgröße des betrieblichen Energiemanagements häufig auf einer konkreteren Ebene lediglich die Kosten des Bezugs von Endenergie zuzüglich der für die Erzeugung von Nutzenergie anfallenden Kosten – bedingt durch die Investition in entsprechende Umwandlungstechnologie – in Frage kommen können, während die Kosten, die für die Erzeugung der letztendlich angestrebten Energiedienstleistung entstehen, hierfür nicht in die Betrachtung mit einbezogen werden.

²⁰⁹ Vgl.: Kapitel 3.2.4.2.

2.4.3 Kostentheoretische Grundlagen

Wurden somit als operationalisierbare Zielgrößen die Energiebezugs- und Energieumwandlungskosten identifiziert, bleibt immer noch das Wesen der Kosten an sich zu klären. Nach herrschender Meinung ist der in wirtschaftswissenschaftlicher Theorie dominierende Kostenbegriff auf die Arbeiten SCHMALENBACHs zurückzuführen,²¹⁰ der Kosten als „die [...] Werte der für Leistungen verzehrten Güter“²¹¹ einer Abrechnungsperiode versteht, wonach die Kriterien Verzehr, Bewertung und Leistungsbezogenheit als bestimmende Wesensmerkmale festgehalten werden können.²¹² Bezogen auf die betriebliche Energienutzung muss also derjenige Güterverzehr als relevante Kostenkomponente aufgefasst werden, der kausal auf den Zweck der Verwertung von Energiedienstleistungen zurückzuführen ist. In diesem Kontext ist ein Verzehr als mengenmäßige Größe dann zu beobachten, wenn die im Betrieb eingesetzten Güter „ihre Fähigkeit, zur Erstellung betrieblicher Leistungen in ökonomisch sinnvoller [...] Weise beizutragen, ganz oder teilweise verlieren“²¹³, solange diesem nicht ein reiner Nominal- oder Realgütertausch zugrunde liegt.²¹⁴

Mit dem willentlichen und erzwungenen Güterverbrauch sowie dem zeitlichen Vorrätigkeitsverbrauch können weiter die drei grundsätzlichen Arten des Verzehrs unterschieden werden. Während der erzwungene Güterverbrauch auf externe, oft außerökonomische und stets unabwendbare Einflüsse technischer oder politischer Art zurückzuführen ist, der auch ohne Ingebrauchnahme der Einsatzgüter zu verzeichnen ist, gehen willentlich verbrauchte Güter entweder unmittelbar – etwa als Werkstoffe – in einem einzigen Verbrauchsakt in den Produktionsprozess ein, oder sie unterliegen einem mittelbaren Verzehr, indem sie längerfristig als Realgüter des Anlagevermögens (nämlich die bereits vorgestellten Betriebsmittel, die im Folgenden auch als ‚Gebrauchsgüter‘ bezeichnet werden) die infrastrukturelle Basis der Leistungserstellung bilden.

Als dritte Verzehrart bezieht sich der zeitliche Vorrätigkeitsverbrauch auf die reine *Möglichkeit* der Nutzung von Real- und Nominalgütern im Produktionsprozess, welche als eigenständiger Wert zu den spezifischen Gütereigenschaften hinzutritt.

²¹⁰ Vgl.: WÖHE [2002, S. 1083].

²¹¹ SCHMALENBACH [1963, S. 6].

²¹² Vgl.: KOSIOL [1979, S. 22].

²¹³ BÖRNER [1961, S. 35].

²¹⁴ Vgl. auch im Folgenden: KOSIOL [1979, S. 22ff].

Diese auf Zeitdauer vorhandene abstrakte Vorrätigkeit von Vermögen im weitesten Sinne wird auch als Kapital bezeichnet und umfasst alle im Betrieb vorhandenen Wirtschaftsgüter. Obwohl Kapital als „Ausdruck für Kaufkraft [...] durch chemische oder technische Vorgänge nicht beeinflusst“²¹⁵ wird, unterliegt es dennoch einem zeitlichen Verzehr im Sinne der entgangenen Chancen alternativer Nutzungen, da allein durch die Schaffung produktiven Potentials „Kapital in Gestalt von Vermögensgütern in der Unternehmung gebunden“²¹⁶ wird, welches dann nicht mehr für andere Optionen zur Verfügung steht. Je länger diese Kapitalbindung andauert, desto größer ist auch der hiermit verbundene Vorrätigkeitsverbrauch anzusetzen.²¹⁷ Werden alle in einem Betrieb vorhandenen Wirtschaftsgüter zu einer abstrakten Kapitalmenge zusammengefasst, führt also sowohl deren Einsatz – über den willentlichen- und nicht-willentlichen Verzehr – als auch deren Erhalt – über den zeitlichen Vorrätigkeitsverbrauch – zu einer Kostenbildung.

Die mengenmäßige Erfassung des unmittelbaren willentlichen Verbrauchs ist üblicherweise nicht mit nennenswerten Schwierigkeiten verbunden, da dieser durch einfaches Messen, Wiegen, Zählen, etc. der verbrauchten Stoffe ermittelt werden kann. Anders ist jedoch die Erfassung des mittelbaren Verbrauchs von Gebrauchsgütern durch solche physischen Verfahren häufig nicht möglich: Gebrauchsgüter büßen durch ihre Nutzung oftmals nichts an materieller Substanz ein, sondern werden vielmehr in ihrer Funktionsweise beeinträchtigt, was sich z.B. in nachlassender Genauigkeit und Geschwindigkeit, erhöhtem Ausschuss und steigender Reparaturbedürftigkeit äußert.²¹⁸ Da aber „weniger die Minderung der Materie an sich, als vielmehr die Absorption des Eignungswertes für den Verzehr entscheidend“²¹⁹ ist, erfolgt in solchen Fällen die Bemessung des Güterverbrauchs in Geldgrößen, die als kalkulatorische Abschreibungen in die Verbrauchsbemessung eingehen.²²⁰

Für die endgültige Bestimmung der Kosten muss schließlich eine Bewertung des Güterverzehrns erfolgen, für welche der physische Verbrauch mit einem entsprechenden Preis pro Mengeneinheit zu gewichten ist. Dies gilt offensichtlich nicht für den bereits in Geld ausgedrückten mittelbaren Verzehr von Gebrauchsgütern, der ja

²¹⁵ WEHE [1936, S. 61].

²¹⁶ HEINEN [1983, S. 66].

²¹⁷ Vgl.: Ebd., S. 67.

²¹⁸ Vgl.: Ebd., S. 64].

²¹⁹ KOSIOL [1958, S. 18].

²²⁰ Vgl.: HEINEN [1983, S. 64].

bereits eine „Menge an Wert“²²¹ darstellt, so dass hier die Multiplikation mit einer entsprechenden Wertgröße entfällt. Dahingegen ist für die Ermittlung des zeitlichen Verzehrs eine weitere Bewertung des im Betrieb gebundenen Kapitals notwendig, da hier zusätzlich eine temporäre Komponente zu berücksichtigen ist.²²² Konkret erfolgt dies durch die Gewichtung der gebundenen Kapitalmenge unter Einbeziehung der Dauer spezifischen Abrechnungsperiode (hier, wie zumeist üblich, ein Kalenderjahr) mit einem entsprechenden Kalkulationszins, der somit als Preis der Kapitalaufbringung interpretiert werden kann.²²³

Im Rahmen der betrieblichen Energienutzung können demnach die eingesetzten Nutz-, bzw. Endenergien als willentlich und unmittelbar verbrauchte Kostenkomponenten identifiziert werden, wohingegen die notwendigen Umwandlungstechnologien als Gebrauchsgüter aufzufassen sind, die gemäß obiger Ausführungen auch unter dem Begriff ‚Kapital‘ abstrahiert werden sollen. Wird eine vollständige Ausnutzung der Gebrauchsgüter unterstellt, erfolgt also nicht deren Verkauf nach einer gewissen Nutzungsdauer zu einem entsprechenden Restwert, ergeben sich deren Kosten dann aus den jährlichen Abschreibungen und ihren Kapitalbindungskosten. Letztere errechnen sich wiederum aus der gebundenen Kapitalmenge – also dem Wert der Umwandlungstechnologien nach deren Abschreibung – und dem anzusetzenden Kalkulationszinssatz. Der resultierende, als ‚Kapitalkosten‘ bezeichnete Betrag ist neben den aus Wartung und Instandhaltung begründeten betriebsbedingten Kosten ferner um die verbrauchsbedingten Kosten zu ergänzen, die sich als das Produkt der in einer Periode bezogenen Energiemenge und dem jeweiligen Energiepreis pro Einheit ergeben. In diesem Zusammenhang soll vereinfachend angenommen werden, dass keine nennenswerten Lagerung der bezogenen Endenergien stattfindet,²²⁴ sondern diese unmittelbar mit dem Erwerb in den Produktionsprozess einfließen, es somit hier zu keiner Bindung von Kapital kommt und demnach bei den Energieträgern kein zeitlicher Vorrätkungsverbrauch zu berücksichtigen ist. Gleiches wird auch für die betriebsbedingten Kosten unterstellt, die ja insbesondere aus der Entlohnung des für Betrieb, Wartung und Instandhaltung der Umwandlungstechnologien notwendigen Personals resultieren. Zwar ist auch hier, bedingt durch geltende Kündigungsfristen, grundsätzlich eine Kapitalbin-

²²¹ KOSIOL [1979, S. 34].

²²² Vgl.: Ebd.

²²³ Vgl. etwa: LÜCKE [1991, S. 203f].

²²⁴ Zwar kommt es in der Praxis insbesondere bei den Mineralölprodukten zu einer begrenzten Lagerung durch den Endverbraucher, für die Energieträger Elektrizität und Gas, deren Bezugszeitpunkt in der Regel mit ihrem Verbrauchszeitpunkt übereinstimmt, erweist sich diese Annahme als durchaus realitätsnah.

dung in Form von Arbeitskraft zu beobachten, deren Dauer jedoch im Vergleich zu einer Kapitalbindung in Betriebsmitteln durchaus vernachlässigt werden kann. Entsprechend lässt sich als formaler Ausdruck der betrieblichen Energienutzungskosten einer Periode zunächst definieren:

$$K_E = (AB + RW \cdot i) + (X_{ET} \cdot P_{ET}) + (X_{WI} \cdot P_{WI}) \Leftrightarrow$$

$$K_E = K_{Ka} + K_V + K_B$$

mit:	K_E :	Kosten der Energienutzung
	AB :	Abschreibungen
	RW :	Restwert
	i :	Kalkulationszins
	X_{ET} :	Verbrauchsmenge des eingesetzten Energieträgers
	P_{ET} :	Preis des eingesetzten Energieträgers
	X_{WI} :	Nachgefragte Wartungs- und Instandhaltungsleistung
	P_{WI} :	Preis der Wartungs- und Instandhaltungsleistung
	K_{Ka} :	Kapitalkosten
	K_V :	Verbrauchsbedingte Kosten
	K_B :	Betriebsbedingte Kosten

Hierbei sind Kalkulationszins und Preis der bezogenen Endenergieträger als Wertkomponenten anzusehen, wohingegen die übrigen Größen als Mengenkompone-
nten aufgefasst werden können, die sich dann allgemein unter die Faktoren
Kapital (AB , RW und X_{WI}) und Energie (X_{ET}) subsumieren lassen.

2.4.4 Die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung als Methode der Kostenrechnung

Weiterhin ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass aufgrund der mehrjähri-
gen Nutzungsdauer der Umwandlungstechnologien entsprechend auch die Kosten
aller in diesem Zeitraum liegenden Perioden für Entscheidungen hinsichtlich der
Gestaltung von Energienutzungssystemen zu berücksichtigen sind. Um hierbei die
unterschiedlichen Zeitpunkte, in denen die Kosten entstehen, adäquat zu berück-
sichtigen, sind diese auf einen gemeinsamen Referenzzeitpunkt zu beziehen. In
diesem Zusammenhang ist davon auszugehen, dass Kosten, deren zeitlicher Anfall
näher am Bezugszeitpunkt liegt, eine höhere Relevanz einzuräumen ist, als solchen
Kosten, die in der fernerer Zukunft auftreten. Die verrechnungstechnische Problem-
stellung wird dadurch gelöst, dass die zu unterschiedlichen Zeiten anfallenden
Kosten mit einer Diskontrate abgezinst werden. Diese entspricht in ihrer Höhe exakt

den kalkulatorischen Kapitalkosten, so dass oben erarbeitete Formel im Rahmen einer dynamischen Betrachtung folgendermaßen zu erweitern ist:

$$K_E = \sum_t^n \left[(K_{KA} + K_V + K_B) \cdot (1+i)^{-t} \right] = \sum_t^n \left[((AB_t + RW_t \cdot i) + K_V + K_B) \cdot (1+i)^{-t} \right]$$

$$= \sum_t^n \left[(AB_t + RW_t \cdot i) \cdot (1+i)^{-t} \right] + \sum_t^n \left[(K_V + K_B) \cdot (1+i)^{-t} \right]$$

mit: t : Periodenindex
 n : Planungszeitraum
 RW_t : Restwert in Periode t
 AB_t : Abschreibung in Periode t

Da sich RW_t als der um den jeweiligen Abschreibungsbetrag verminderte Restwert der Vorperiode ergibt, kann anders geschrieben werden:

$$K_E = \sum_t^n \left[(AB_t + (RW_{t-1} - AB_{t-1}) \cdot i) \cdot (1+i)^{-t} \right] + \sum_t^n \left[(K_V + K_B) \cdot (1+i)^{-t} \right]$$

welches sich schließlich umformen lässt zu:²²⁵

$$K_E = RW_0 + \sum_t^n \left[(K_V + K_B) \cdot (1+i)^{-t} \right]$$

Das erreichte Ergebnis lässt sich folgendermaßen interpretieren: Bei der Größe RW_0 handelt es sich um den gesamten Geldwert des betrachteten Gebrauchsgutes zum Zeitpunkt seiner Anschaffung, welcher gleichzeitig den dann hierfür fälligen Investitionszahlungen entspricht (wobei von evtl. eingeräumten Zahlungszielen abstrahiert wird). Da die übrigen Kostenarten in keiner Kapitalbindung resultieren und somit als Grundkosten ebenfalls Auszahlungen darstellen,²²⁶ stimmen im Rahmen einer dynamischen Betrachtung die insgesamt anfallenden *Kosten* mit den im Zeitverlauf zu tätigen *Zahlungsströmen* überein, so diese Deklarierungen hier synonym verwendet werden können.²²⁷

Zudem wird deutlich, dass jede sich über mehrere Perioden erstreckende Kostenrechnung de facto durch eine dynamischen Investitions- oder besser: Wirtschaftlichkeitsrechnung dargestellt werden kann,²²⁸ mit dem Unterschied, dass den jeweiligen

²²⁵ Quelle: Eigene Berechnungen, in Anlehnung an LÜCKE [1991, S. 264].

²²⁶ Wiederum unter der Bedingung, dass von einem Zahlungsziel abstrahiert wird.

²²⁷ Vgl. auch: SCHMITT [1986, S. 65ff].

²²⁸ Eine Darstellung der Methoden dynamischer Investitionsrechnung findet sich z.B. in: WÖHE [2002, S. 616ff].

Auszahlungen keine entsprechenden Einzahlungen gegenüber stehen. An deren Stelle können jedoch, ausgehend von einer Basis-Variante, die durch einen Mehreinsatz an Kapital in Zukunft eingesparten Energiekosten treten. Offensichtlich wird ein Investor c. p. nur dann bereit sein, sich für ein kapitalintensiveres Gebrauchsgut zu entscheiden, wenn dieses während seiner Laufzeit zu geringeren verbrauchsbedingten Kosten führt, so dass die durch eine Zusatzinvestition vermeidbaren Kosten als Einzahlungen im Rahmen dynamischer Wirtschaftlichkeitsrechnungen angesehen werden können. Nur für den Fall, dass lediglich eine einzige Handlungsmöglichkeit zur Wahl steht – und sich somit durch einen Mehr- oder Mindereinsatz von Kapital die übrigen Kostengrößen nicht beeinflussen lassen – erscheint eine solche Definition wenig sinnvoll. Da sich hier jedoch eine Bewertung aufgrund fehlender sonstiger Optionen erübrigt, ist die obige Zielfunktion als allgemeingültig zu werten. Folglich kann geschlossen werden, dass die Methoden der dynamischen Investitionsrechnung relevante Instrumente des betrieblichen Energiemanagements darstellen, zumindest wenn bei der hierbei anzustellenden Kostenbetrachtung sowohl Verbrauchs- als auch Gebrauchsgüter zu berücksichtigen sind.

3 MANAGEMENT DER ENERGIEVERWENDUNG

3.1 Identifikation grundsätzlicher Potentiale und Restriktionen

3.1.1 Rationelle Energieverwendung – Abbau von Ineffizienzen

Wie zuvor erarbeitet, ist unter Energieverwendung die Kombination von Energiedienstleistungen mit EDL-Faktoren zu verstehen, um diese zweckgerichtet zu verändern oder zu erhalten.²²⁹ Konsequenterweise müsste das Management der Energieverwendung also auch die integrierte Optimierung der Energiedienstleistung *und* des EDL-Faktors umfassen. Aus den in Abschnitt 2.4.2 genannten Gründen wäre die hierfür erforderliche Planung hinsichtlich ihrer Komplexität jedoch nicht zu beherrschen, was auch erklären mag, dass in der Literatur Überlegungen zur integrierten Optimierung auf Ebene der Energieverwendung kaum zu finden sind.²³⁰ Vielmehr ist davon auszugehen, dass die EDL-Faktoren – seien es Stoffe oder Personen – für das Energiemanagement als vorgegebene Parameter angesehen werden müssen, deren Eigenschaften keiner Variation mehr unterzogen werden können. Daher kommen als relevante Gestaltungsparameter i. d. R. lediglich Qualität und Quantität der notwendigen Energiedienstleistung in Frage.

Hierbei ist zunächst zu bemerken, dass der qualitativen Gestaltung – also der Entscheidung über die grundsätzliche Art der genutzten Energiedienstleistung – enge Grenzen gesetzt sind. So lassen sich zwar die Energieträger zur Erzeugung von Energiedienstleistungen untereinander substituieren, gleiches gilt aber nicht unbedingt für die Verwendung von Energiedienstleistungen: Ein Transportprozess etwa erfordert stets einen Maschinenantrieb, Informationsgenerierung stets die Verarbeitung von Daten, und der Ablauf chemischer Prozesse die Zu- oder Abführung von Wärme. Lediglich in Ausnahmefällen ist es denkbar, dass ein und derselbe Zweck mit unterschiedlichen Arten von Energiedienstleistungen zu erreichen ist. Ein Beispiel hierfür wäre die Trocknung von Textilien, welche entweder über die Nutzung von Prozesswärme oder aber in einem Schleudervorgang durch Maschi-

²²⁹ Vgl.: Kapitel 2.3.3.

²³⁰ Eine Ausnahme bildet hier die Arbeit von BÖTTGES, bei der mittels einer Wertanalyse angestrebt wird, Rationalisierungen beim Energieeinsatz zur Glaserzeugung zu erreichen, wozu Wandstärke, Form und Material der Glasbehälter in die Planung der Energieverwendung miteinbezogen werden. Allerdings ist zu beachten, dass es sich hierbei lediglich um einen Spezialfall betrieblicher Energieverwendung handelt, bei dem der Energieeinsatz zudem eine bedeutende Rolle spielt. Vgl.: BÖTTGES [1984, S. 82ff].

nenantrieb erfolgen kann. Allerdings ist unmittelbar ersichtlich, wie eingeschränkt diese Möglichkeiten der Energiedienstleistungssubstitution sind, so dass dieser Aspekt im Weiteren vernachlässigt werden kann.

Für den quantitativen Aspekt des Energiemanagements – also die Frage nach der Menge an eingesetzter Energiedienstleistung – ist festzuhalten, dass sich der Energiedienstleistungsbedarf unmittelbar aus den Eigenschaften des EDL-Faktors ableitet und dem Resultat, welches durch den Energieeinsatz angestrebt wird. Wesentliches Ziel des Energiemanagements muss es daher sein, das Ausmaß an verwendeten Energiedienstleistungen als Vorgabe an die untergeordneten Umwandlungs- und Bezugsprozesse auf diesen minimalen Wert zu senken. Anders ausgedrückt liegt die Zielsetzung darin, unnötige Energieverbräuche abzustellen, also eine *rationelle Energieverwendung* zu gewährleisten. Hiervon deutlich abzugrenzen sind *Energieeinsparungen*, die nur erreicht werden können, indem entweder der Faktor Energie durch einen höheren Kapitaleinsatz substituiert wird (vgl. Kapitel 4) oder aber nur einen geringeren Zielerreichungsgrad zur Folge haben müsste.²³¹ Für eine rationelle Energieverwendung ist es daher erforderlich, den optimalen Energiedienstleistungsbedarf als Zielvorgabe zu bestimmen, den tatsächlichen Energieverbrauch zu messen, die Ursachen für Ineffizienzen zu ermitteln und entsprechende Gegenmaßnahmen durchzusetzen. Der Umsetzung dieser Maßnahmen steht jedoch eine Reihe von Restriktionen entgegen, die eine optimale Energieverwendung zum theoretischen Idealfall machen.

Anders als vielleicht zunächst vermutet werden könnte, betrifft dies weniger die mangelnde Quantifizierbarkeit von Energiedienstleistungen. Die Intensität etwa, mit der eine Fläche beleuchtet wird – also die Energiedienstleistung ‚Raumbeleuchtung‘ – lässt sich in der Einheit ‚Lux‘, die Raumtemperatur in ‚Grad Celsius‘ oder das Drehmoment des Maschinenantriebs in ‚Newtonmeter‘ messen, so dass die zahlenmäßige Erfassung der Energiedienstleistungsmenge keine generelle Schwierigkeit darstellt. Allerdings ergeben sich insofern Probleme, als hiermit hohe Messkosten verbunden sind, gleichzeitig eine eindeutige und allgemeingültige Aussage über die Wirkung des Energiedienstleistungseinsatzes dennoch häufig nicht getroffen werden kann. So hängt etwa die Qualität der Beleuchtung nicht nur von der reinen Lichtintensität ab, sondern auch von den vorliegenden räumlichen Gegebenheiten bezüglich reflektierender oder kontrastreicher Hintergründe.²³² Wie

²³¹ Vgl. hierzu auch: Kapitel 2.4.1.

²³² Vgl.: LUGINGBÜHL [1997, Kapitel 5.10]. Auf Einschränkungen macht in diesem Kontext etwa KRUSKA [2001, S. 135f] aufmerksam.

bereits in Kapitel 2.4.2 aufgegriffen, ist es zudem immer dann unmöglich, einen eindeutig effizienten Energiedienstleistungsbedarf zu bestimmen, wenn sich dieser direkt aus menschlichen Bedürfnissen ableitet, wofür nicht nur der je nach persönlicher Situation schwankende individuelle Energiedienstleistungsbedarf verantwortlich ist. Vor allem beschränken sich personenbezogene Energiedienstleistungen im betrieblichen Bereich nicht nur auf ein einzelnes Individuum, sondern werden fast immer von einer Vielzahl von Personen in Anspruch genommen. Eingängiges Beispiel hierfür ist die Nutzung von Gruppen- oder Großraumbüros, Montagehallen oder Geschäftsräumen für den Kundenkontakt. Je nach individueller Konstitution, Bekleidung oder zu verrichtender Aufgabe, stellen die unterschiedlichen Personen auch unterschiedliche Ansprüche an das Ausmaß der nachgefragten Energiedienstleistung.

Im Gegensatz hierzu sind die meisten Bedarfe an Energiedienstleistungen für maschinelle Produktionsprozesse zumindest in Ansätzen einer exakten Ermittlung zugänglich.²³³ Hieraus lässt sich aber gleichzeitig schließen, dass stoffbezogene Energieverwendungen tendenziell mit einer relativ besseren Effizienz erfolgen und somit für das Management personenbezogener Energieverwendungen ein höheres Maß an Optimierungspotential zu erwarten ist.²³⁴ Um dieses Potentiale zu erschließen, gilt es, menschliche ‚Energieverschwendung‘ zu minimieren, wobei allerdings zu beachten ist, dass sich das menschliche Verhalten anders als stoffliche Produktionsprozesse nicht durch allgemeingültige naturwissenschaftliche Ursache/Wirkungs-Zusammenhänge beschreiben lässt. Für das betriebliche Energiemanagement bedeutet dies, dass sich nicht nur Schwierigkeiten bei der Bestimmung geeigneter Effizienzkriterien ergeben, sondern darüber hinaus auch die Erarbeitung von Umsetzungsmaßnahmen in Form eines Anreizsystems problematisch ist.

3.1.2 Koordinierung der zeitlichen Inanspruchnahme

Die quantitative Gestaltung der Energieverwendung beschränkt sich nicht nur auf die reine Menge des Einsatzes von Energiedienstleistungen, sondern kann darüber hinaus auch das Management der Bedarfszeiten umfassen. Da Energiedienstleistungen als immaterielle Zwischenprodukte nicht lagerfähig sind, müssen sie vor Ort zeitgleich zum Bedarf erzeugt werden. Dies hat offensichtlich zur Folge, dass sich ein im Zeitverlauf stark schwankender Bedarf aufgrund erhöhter Leerzeiten der

²³³ Vgl.: HELLRIEGEL [2000, Kapitel 5.7.2].

²³⁴ Auch ist nicht zuletzt die Optimierung fertigungstechnischer Prozesse Gegenstand der zahlreichen ingenieurwissenschaftlichen Arbeiten zum Themenkomplex des Energiemanagement.

Umwandlungsanlagen c. p. negativ auf die resultierenden durchschnittlichen Bereitstellungskosten auswirkt. Zusätzlich ist in diesem Zusammenhang zu bedenken, dass auch die für die Umwandlung bezogenen Endenergien häufig keine Speicherung durch den Konsumenten zulassen, so dass ein Bedarf an Energiedienstleistung dann zwangsläufig die Nachfrage nach Endenergie zur Folge hat, was konkret für die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas gilt. Dies eröffnet insofern Managementpotential, als hier üblicherweise nach einer zweigliedrigen Preisstruktur abgerechnet wird, die neben der insgesamt in einer Periode nachgefragten Menge auch den gemessenen oder – im Fall von Tarifikunden – unterstellten Lastgang in die Bepreisung mit einbeziehen. Entsprechend muss es Ziel des Energiemanagements sein, eine möglichst weitgehende Lastglättung zu erreichen. Insbesondere seit der Liberalisierung ist dieser Zielsetzung erhöhte Aufmerksamkeit einzuräumen, da seitdem vermehrt auch leistungsbezogene Aspekte mit in die Bepreisung einfließen, sei es über gezielte Verhandlungen oder aber über die Entgeltberechnung der Netznutzung.²³⁵

Hierbei ist der relevante Lastgang fast immer durch eine Vielzahl unterschiedlicher Prozesse der Energieverwendung bestimmt. So wirken etwa auf die Elektrizitätsnachfrage nicht nur Art und Umfang der betrieblichen Informationsprozesse, sondern auch Ausmaß und Dauer der Raumbeleuchtung, die Nutzung sonstiger elektrischer Geräte, und so weiter. Um also eine optimale Lastglättung zu erreichen, wären all diese Prozesse aufeinander abzustimmen, indem sämtliche in Frage kommenden Einsatzzeiten ermittelt und die jeweils resultierenden Lastgänge miteinander verglichen würden. Hierfür müssten jedoch die Energie verbrauchenden Abläufe im Unternehmen ausnahmslos identifiziert, eine zeitgenaue Prognose über deren Auftreten erstellt, der sich hieraus ergebenden Energiebedarf quantifiziert sowie mögliche Ausweichzeiten überprüft und in Hinblick auf die resultierenden Aggregatkosten – etwa aufgrund von Unterauslastungen oder verstärktem Verschleiß – bewertet werden. Es ist anzunehmen, dass solch umfangreiche Informationsprozesse eine Idealvorstellung sind und das Energiemanagement vielmehr auf ausgewählte Teilaspekte der Energieverwendung beschränkt bleiben muss, um noch praktikabel zu sein. Hierfür kommen nur Prozesse in Frage, deren Ablauf mit einer gewissen zeitlichen Flexibilität variiert werden kann, was vor allem für die

²³⁵ Vgl. hierzu auch: Kapitel 5.2.2.

Produktion lagerfähiger Güter zutrifft,²³⁶ kaum aber für die Erbringung von Dienstleistungen.

Darüber hinaus bleibt auch die Frage zu beantworten, in welchem Umfang das hierfür notwendige Informationssystem zu implementieren ist. So sind ohne Zweifel die Kosten dieses Informationssystems positiv mit dessen Detaillierungsgrad korreliert. Es gilt nämlich nicht nur geeignete Messvorrichtungen für die Datenerhebung zu installieren, sondern auch die für die Datenverarbeitung notwendigen IT-Komponenten, welche zudem auf geeignete Software angewiesen sind. Andererseits ist davon auszugehen, dass ein höheres Maß an Information tendenziell auch die Entscheidungsbasis für das Energiemanagement verbessert. Folglich muss sich im Rahmen einer Kosten-/Nutzen-Analyse an die optimale Ausgestaltung des Systems angenähert werden, wobei insbesondere die Quantifizierung des Informationsnutzens Schwierigkeiten bereitet.

3.2 Analyse assoziierter Problemstellungen

3.2.1 Möglichkeiten der Datenerfassung und -verarbeitung

Im Vorfeld einer jeglichen Entscheidung über die Ausgestaltung der Energienutzung ist es notwendig, sich ein Bild über die betrieblichen Energieströme zu machen, indem die hierfür relevanten Informationen generiert werden. Dabei wird der Begriff der Information in der Literatur durchaus unterschiedlich interpretiert. So verstehen etwa WITTMANN und BERTEL Information als „zweckorientiertes Wissen“²³⁷, wohingegen WILLKE von einer gegensätzlichen Hierarchie ausgeht und Information als notwendige Voraussetzung für die Bildung von Wissen ansieht.²³⁸ Unabhängig von den unterschiedlichen Sichtweisen gilt jedoch in beiden Fällen, dass sich Informationen durch die Hinzunahme von Relevanzkriterien aus Daten ableiten, womit wiederum in Form von Zahlen, Sprache, Texte oder Bildern codierte Sachverhalte bezeichnet werden. Der Aufbau eines Energie-Informationssystems impliziert also auch stets die Existenz eines Systems zur Datenerfassung und -verarbeitung.²³⁹ Stellen Daten also die Ausgangsbasis eines Informationsmanagements, so muss als Erstes entschieden werden, wie diese zu erfassen und zu verarbeiten sind.

²³⁶ Wobei dann die Lagerkosten den möglichen Einsparungen durch die Lastglättung gegenüber zu stellen sind.

²³⁷ BERTHEL [1975, S. 1866].

²³⁸ Vgl.: WILLKE [1998, S. 11f].

²³⁹ Vgl.: BIETHAHN [2000, S. 8].

Als eine mögliche Methode zur Datenerfassung kommen Messungen in Frage, welche hinsichtlich Messgröße, -verfahren, -ort und -vorgang weiter zu spezifizieren sind. Für eine Messgröße gilt in diesem Kontext, dass diese „eindeutig definiert sein [muss] und sich über eine Maßzahl in Beziehung setzen lassen [muss] zu einem durch Konvention festgelegten Meßnormal, das durch die betreffende Einheit gekennzeichnet wird.“²⁴⁰ Als wichtigste energetische Messgrößen gelten elektrischer Strom, Spannung, Wirkleistung und Wirkarbeit, sowie Mengenströme – etwa von Wasser, Dampf oder Gas – Temperatur und Druck.²⁴¹

Bei der Erfassung ist darauf zu achten, dass Rückwirkungen der Messeinrichtung auf die Messgröße so gering sind, dass ein verfälschender Einfluss vernachlässigt oder zumindest toleriert werden kann. Ist dies nicht möglich, muss das eigentlich gesuchte Ergebnis in indirekten Messverfahren über die Erfassung andersartiger physikalischer Größen gewonnen werden. So ist die direkte Messung mechanischer Kraft – etwa für stoffliche Umformungsprozesse – in der Praxis häufig nicht möglich, da der Messvorgang dazu führt, dass die gemessene Energie nicht mehr für den bezweckten betrieblichen Prozess zur Verfügung steht.²⁴² Eine direkte Kraftmessung ist also nur für den Fall zweckdienlich, dass diese den eigentlichen Betriebsprozess mit einbeziehen würde, was aber allenfalls in Ausnahmen denkbar ist. Jedoch kann etwa auf die durch einen Elektromotor erzeugte Kraft geschlossen werden, indem die hierfür eingesetzte – und zu messende – elektrische Energie um den entsprechenden Wirkungsgrad bereinigt wird. Schließlich ist für energetische Messungen zu beachten, dass unterschiedliche Messorte c. p. zu unterschiedlichen Messergebnissen führen können. Insbesondere für Temperaturmessungen gilt, dass ein erfasster Wert mit zunehmender Entfernung vom jeweiligen Messort als weniger repräsentativ angesehen werden muss. Für energiebezogene Messgrößen lässt sich grundsätzlich festhalten, dass sich diese umso besser erfassen lassen, je weiter sie (auf funktionaler Ebene) von den angestrebten Energiedienstleistungen entfernt sind.

Der Messvorgang als solches lässt sich wiederum in drei Funktionsbereiche unterteilen, nämlich die Messgrößenerfassung, die Signalverarbeitung und die Messdatenausgabe. Für die Messgrößenerfassung ist je nach Verfahren eine

²⁴⁰ SCHAEFER [1988, S. 33].

²⁴¹ Vgl. auch im Folgenden: SCHAEFER [1988, S. 34ff].

²⁴² Ein Überblick über die unterschiedlichen Arten der Kraftmessung findet sich etwa in: WEICHERT [2000, S. 51ff]. Demnach werden zur Messung von Kräften meist elastische Verformungen des Signalgebers herangezogen. Offensichtlich kann dann aber nach dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik die hierfür verwendete Energie nicht mehr zum eigentlichen Produktionszweck genutzt werden.

geeignete Messeinrichtung zu installieren, also eine Apparatur, deren Komponenten für die Messgröße sensitiv ist. So lässt sich als Beispiel Temperatur über die Messgrößen Weg, elektrischen Widerstand oder elektrische Spannung bestimmen. Entsprechend können als Erfassungskomponenten thermometrische Flüssigkeiten, Thermowiderstände oder Thermoelemente in Frage kommen, deren Vor- und Nachteile hinsichtlich Messgenauigkeit, informationstechnologischer Einbindungsfähigkeit, Kostenbelastung, etc. jeweils für den konkreten Einzelfall gegeneinander abzuwägen sind. Im Rahmen der Signalverarbeitung gilt es wenn nötig, das erfasste Signal etwa durch Umformung, Verstärkung und/oder Verknüpfung in eine aussagekräftige Größe zu überführen. Besteht zum Beispiel ein nichtlinearer Zusammenhang zwischen der Eingangsgröße des Messfühlers und dem gewünschten Messergebnis, so muss dies über Rechenoperationen wie Potenzieren, Radizieren, Logarithmieren oder Integrieren berücksichtigt werden.

Der Messvorgang endet mit der Messdatenausgabe, die analog oder digital und zudem anzeigend oder registrierend erfolgen kann. Hierbei liegt der Vorteil der analogen Ausgabe – zumeist über die Auslenkung eines Zeigers auf einer geeigneten Skala – in ihrer größeren Übersichtlichkeit. Die analoge Messdatenausgabe bietet sich daher vor allem dann an, wenn bestimmte kritische Werte nicht über- oder unterschritten werden dürfen. Allerdings ist hierbei aufgrund mangelhafter Interpolation und Parallaxe seitens des Ablesenden eher mit Ablesefehlern zu rechnen als dies für die digitale Ausgabe der Fall ist, wo subjektive Ablesefehler nur dann wahrscheinlich sind, wenn die Anzeigedauer der Einzelwerte kürzer ist, als etwa 1 bis 2 Sekunden. Auch können digitale Daten im Fall registrierender Messungen mittels moderner IT-Geräte gespeichert und verarbeitet werden, was die Möglichkeiten der Informationsgewinnung deutlich erhöht. Die Ausgabe der Messwerte über eine Anzeige ohne deren Registrierung hingegen ist ihrer Natur nach stets vorübergehend und kann daher allenfalls für eine stichprobenartige Informationsgenerierung genutzt werden.

Messungen der betrieblichen Energieströme sind mit unterschiedlichen Problemstellungen verbunden, zu denen insbesondere das Auftreten von Messfehlern gezählt werden muss. Diese können durch falsche Skaleneinteilung, ein defektes Messgerät, ein unzureichendes Messdesign oder -objekt, subjektive Beobachtungsfehler oder nicht berücksichtigte Umwelteinflüsse begründet sein, wobei sich die Fehler ihrer Art nach in systematische und zufällige Fehler unterteilen lassen.²⁴³ Messfehler

²⁴³ Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich etwa bei: BANTEL [2000, S. 34ff].

können bei jeder Art von Messung auftreten und sind insofern für das betriebliche Energiemanagement nicht von speziellem Interesse.

Allerdings ergeben sich gerade bei Energiemessungen weitere Schwierigkeiten, denen besondere Beachtung zu schenken ist: Als erstes ist der Umstand aufzuführen, dass Energieströme de facto nicht allein mit den menschlichen Sinnen gemessen werden können. Zwar kann etwa über das Temperaturempfinden durchaus die Freisetzung thermischer Energie wahrgenommen werden, deren exakter Betrag ist so jedoch keinesfalls zu bestimmen. Gleiches gilt für Licht, elektrischen Strom und Kraft, so dass Energiemessungen zumeist nur unter Zuhilfenahme geeigneter Messgeräte erfolgen können, was sich entsprechend negativ auf die Kosten der Datenerfassung auswirkt. Als weiterer Punkt ist zu bedenken, dass durch die Messung von Energiegrößen immer nur eine Momentaufnahme erreicht werden kann, da entweder die Energieform an sich (wie etwa elektrische Leistung) eine zeitpunktbezogene Größe darstellt oder (wie etwa thermische Energie) durch unkontrollierbare Wechselwirkungen mit der Umwelt an Arbeitsfähigkeit einbüßt. Aus diesem Grund – und nicht zuletzt auch aufgrund der Zeitgebundenheit der Bezugskosten für Strom und Gas – müssten betriebliche Energiemessungen idealiter sowohl permanent als auch registrierend erfolgen, um eine aussagekräftige Basis des Energiemanagements bilden zu können. Bei einer viertelstündlichen Messung bedeutet dies pro Jahr allein für einen Messpunkt die Erhebung von 35.040 Messwerten. Die Speicherung und Verarbeitung einer solchen Datenmenge erfordert jedoch dann zwingend den Einsatz umfangreicher IT-Systeme, so dass sich vor dem Hintergrund einer Kosten-/Nutzen-Abwägung die Frage stellt, ob nicht auch andere Möglichkeiten der Datenerhebung genutzt werden könnten.

In diesem Kontext bietet es sich an, auf solche Daten zurückzugreifen, die bereits an anderer Stelle im Unternehmen vorhanden sind, wofür vor allem die Abrechnungen der bestehenden Energiebezugsverträge in Frage kommen. Jedoch lassen sich diese zunächst nur hinsichtlich der einzelnen Energieträger differenzieren und ermöglichen noch keine Aussage über deren Umwandlungsweg im Betrieb und Verwendungszweck.²⁴⁴ So lässt sich etwa aus den monatlichen Stromrechnungen zwar die in diesem Zeitraum verbrauchte elektrische Arbeit und Spitzenleistung ablesen,²⁴⁵ nicht aber der hierzu gehörige Lastgang und die jeweiligen Anteile der betrieblichen Verbraucher.

²⁴⁴ Vgl.: MAUCH [1998, S. 36].

²⁴⁵ Vgl.: HOFFMANN [1998, S. 49].

Auf diese kann häufig aber auch ohne aufwendige Messungen zumindest approximativ geschlossen werden, sofern es möglich ist, die Verbraucher in Gruppen gleichen Nutzungsverhaltens einzuteilen. Hieraus lassen sich dann mit Hilfe von Erfahrungswerten hinsichtlich Zeitpunkt und Intensität der Nutzung Aussagen über den tatsächlichen Lastverlauf und die relative Bedarfshöhen ableiten. Solche Erfahrungswerte können sich etwa über die Kenntnis der Arbeitszeiten des Personals oder über die Analyse realisierter Produktionspläne ergeben. Dieses Vorgehen wird sich vor allem dann anbieten, wenn die betrachteten Energieverbraucher durch einen binären – d. h. lediglich hinsichtlich des Betriebs oder Nichtbetriebs regelbaren – Nutzungszustand kennzeichnet sind, wie es etwa für Leuchtkörper und die meisten Büromaschinen die Regel ist, da sich deren Energieverbrauch dann direkt aus ihrer Anzahl und ihrer Nennleistungsangaben abschätzen lässt.

Ungleich schwieriger stellt sich die Situation allerdings für solche Betriebsmittel dar, deren Energiebedarf sich proportional zur Nutzungsintensität verändert, wie etwa bei Elektromotoren. Bei diesen sinkt mit abnehmender Betriebslast nicht nur der energetische Wirkungsgrad, auch benötigen sie mehr Blindstrom. Dieser ist zum Aufbau der erforderlichen elektrischen und magnetischen Felder notwendig, liefert aber keinen Beitrag zur nutzbaren Wirkleistung. Als Folge ist der resultierende Energiebedarf für Teillastnutzungen relativ höher als für Vollastnutzungen.²⁴⁶ Daher erfordert die Bestimmung des Energieverbrauchs ohne entsprechende Messungen nicht nur die Kenntnis der jeweiligen Einsatzzeiten, sondern auch Angaben über die Lastintensität der Anlagen und die sich daraus ergebenden Wirkungsgrade und Blindstromfaktoren, was nicht mit wesentlich weniger Aufwand verbunden sein dürfte als direkte Messungen der Energieströme. Ein weiterer Punkt, der in diesem Zusammenhang gegen die indirekte Ableitung des Elektrizitätsbedarfes spricht, ist die Tatsache, dass gerade Betriebe, die regelbare elektrische Anlagen, wie Elektromotoren, -pumpen oder -öfen nutzen, eine höhere Energieintensität aufweisen als solche Betriebe, für deren Produktionszwecke diese Betriebsmittel nicht notwendig sind. Da in der Folge die Energiekosten von höherer Bedeutung sein müssen, bietet sich auch vor dem Hintergrund der Kosten-/Nutzen-Relationen hier eher eine direkte Verbrauchsmessung an.

Ähnliche Schwierigkeiten ergeben sich für die Ableitung des thermischen Energiebedarfs, soll auf direkte Messungen verzichtet werden. Zunächst kann auch hier die

²⁴⁶ Vgl.: DEHLI [1998, S. 163].

Nennleistung der Heizungsanlagen nicht ohne weiteres verwendet werden, da sie einer Maximalleistung entspricht, die allenfalls an kalten Wintertagen gefordert wird.²⁴⁷ Zum anderen orientiert sich die Auslegung an der so genannten Normaußentemperatur, die sich aus dem tiefsten Zweitagesmittel errechnet, das in 20 Jahren 10 mal erreicht wurde,²⁴⁸ so dass Heizungsanlagen in der Regel etwas überdimensioniert sind. Insofern ist es ohne konkrete Messungen nur möglich, ausgehend von „anerkannten Regeln der Technik“²⁴⁹ – das sind die der Gebäude- und Heizungsanlagenkonstruktion zu Grunde liegenden unterschiedlichen DIN- und VDI-Normen – mit Hilfe statistischer Daten der Außentemperatur des speziellen Standortes eine Abschätzung der Ganglinien des thermischen Energieverbrauchs vorzunehmen.

Ob im konkreten Einzelfall die direkte Energiemessungen oder doch eine indirekte Ableitung anhand anderer Daten und Hilfsgrößen sinnvoll ist, entscheidet sich neben den aufgezeigten generellen Vor- und Nachteilen aber vor allem nach Maßgabe der vorliegenden Betriebsspezifika was die Art, Bedeutung und Kostenintensität der Energienutzung angeht. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass für die Datenerfassung beide Methoden in Kombination Verwendung finden, wobei zunehmende Energieintensitäten tendenziell mit umfangreicheren Energiemessungen in Verbindung stehen.

In welchem Umfang die erfassten Daten schließlich verarbeitet und gespeichert werden, hängt wesentlich von der verfolgten Zielsetzung ab: Wird lediglich die momentane Regelung bestimmter Energieverwendungen angestrebt – soll etwa sichergestellt werden, dass ein bestimmtes Prozesstemperaturniveau nicht überschritten wird – so ist die längerfristige Datenspeicherung nicht notwendig. Das Informationssystem beschränkt sich in diesem Fall auf den momentanen Vergleich zwischen Ist- und Sollgröße. Für eine zukunftsgerichtete Steuerung der betrieblichen Energienutzung kann dies allerdings nicht ausreichen. Vielmehr ist es notwendig, Prognosen über den zu erwartenden Energiebedarf und dessen zeitlicher Verteilung zu erstellen. Hierfür muss jedoch auf eine möglichst breite und tiefe Informationsbasis zurückgegriffen werden, was weitere Schritte der Datenverarbeitung und -speicherung notwendig macht. Um diese Prozesse möglichst systematisch und gleichzeitig kostengünstig zu gestalten, wird in der Regel auf computergestützte Informationstechnologie zurückgegriffen, was neben Investitio-

²⁴⁷ Vgl.: HOFFMANN [1998, S. 50].

²⁴⁸ Vgl.: o. V. [2004b].

²⁴⁹ HOFFMANN [1998, S. 50].

nen in entsprechende Hardware auch die Entwicklung geeigneter Software erfordert.²⁵⁰

3.2.2 Informationsbewertung

Wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt wurde, lässt sich ein Informationssystem für die betriebliche Energienutzung beinahe beliebig variieren, was die Detailliertheit, Häufigkeit, Breite und Tiefe der Datenerfassung und -verarbeitung anbelangt. Hierbei ist grundsätzlich davon auszugehen, dass eine schlechtere Datenbasis zwar mit niedrigeren Kosten verbunden ist, die hieraus abzuleitenden Informationen jedoch auch von geringerem Gehalt sind. Entsprechend gilt es für das Energiemanagement, diejenige Ausgestaltung des Informationssystems zu identifizieren, bei der das Verhältnis zwischen Informationskosten zum Informationsnutzen sein Optimum erreicht.

In diesem Kontext bereitet die Bestimmung der Informationskosten verhältnismäßig weniger Schwierigkeiten.²⁵¹ Diese ergeben sich zunächst aus den Investitionen, die für die Installation der entsprechenden Informationstechnologien notwendig sind. Hinzu kommen Kosten für die Wartung, Instandhaltung und Erweiterung der IT-Systeme sowie die durch deren Betrieb unmittelbar verursachten Personal- und Energiekosten, wobei der überwiegende Anteil der für die Informationsverarbeitung anfallenden Kosten mit schätzungsweise 50-90 % des Gesamtaufwandes den Wartungsarbeiten zuzurechnen ist.²⁵² Da sich die genannten Kosten ihrer Höhe nach ohne nennenswerte Probleme ermitteln oder zumindest hinreichend genau abschätzen lassen, könnten sich lediglich dann Schwierigkeiten ergeben, wenn die Gesamtkosten auf mehrere, gleichzeitig verfolgte Informationszwecke geschlüsselt werden müssten.²⁵³ Allerdings wird insbesondere für das betriebliche Informationsmanagement dessen ganzheitlicher Charakter betont, was die Notwendigkeit einer Kostenschlüsselung in den Hintergrund rücken lässt.²⁵⁴

Zusätzlich zu diesen Faktoren werden von unterschiedlicher Seite auch solche Kosten angesetzt, die auf Handlungsoptionen zurückgehen, welche im Sinne von

²⁵⁰ Vgl.: Die an diese Programme gestellten Anforderungen und die hiermit verbundenen Problemstellungen werden als besondere Themenbereiche der Wirtschaftsinformatik hier nicht weiter betrachtet, werden aber etwa bei BIETHAHN [2000, S. 56ff] oder bei VETTER [1994, S. 123ff] diskutiert.

²⁵¹ Vgl.: DWORATSCHEK [1972, S. 30].

²⁵² Vgl.: RUF [1988, S. 88].

²⁵³ Vgl. für die im Rahmen von Kuppelproduktion auftretenden Schwierigkeiten der Kostenverrechnung Kapitel 3.2.4.2.

²⁵⁴ Vgl. etwa: BIETHAHN [2000, S. 11-13] oder HEINRICH [2002, S. 25].

Opportunitätskosten aufgrund der Beschäftigung des Personals mit dem Informationsprozess nicht ergriffen werden konnten.²⁵⁵ Diesem Ansatz kann m. E. nicht ohne weiteres gefolgt werden: Wie in Kapitel 2.4.3 herausgearbeitet wurde, werden Opportunitätskosten durch Kalkulationszinsen berücksichtigt, die wiederum einen Maßstab für den Nachteil der durch Kapitalbindung hervorgerufenen betrieblichen Inflexibilität darstellt. Demnach dürfen Opportunitätskosten im Rahmen des Informationsmanagements für das Personal nur dann angesetzt werden, wenn dieses nicht beliebig abgezogen werden kann, sondern auch bei anderweitigem Bedarf längerfristig an das Informationsmanagement gebunden ist. Hierüber hinaus ist einzuwenden, dass dann nicht nur der das Informationsmanagements, sondern jeglicher betrieblicher Arbeitsprozess – sei es im Rahmen der Beschaffung, der Produktion, des Absatz, der Finanzierung, etc – ebenfalls mit Opportunitätskosten zu belegen wäre, was offensichtlich nicht geschieht. Allerdings können beim Informationsmanagement für die Zeit Opportunitätskosten angesetzt werden, in welcher der Entscheidungsträger untätig „auf den Eingang der Information [...] [warten muss], da ein insbesondere kurzfristiges Ausweichen auf die Bearbeitung anderer Probleme in der Regel sehr schwer fallen wird.“²⁵⁶

Erheblich mehr Schwierigkeiten als die Quantifizierung der Kosten bereitet hingegen die Bestimmung des Informationsnutzens im Sinne einer monetären Bewertung der gewonnenen Information. Wie bereits mit der Begrifflichkeit des ‚Nutzens‘ angedeutet,²⁵⁷ ist davon auszugehen, dass sich „der »Wert« einer Information nur je system- und situationsspezifisch bestimmen lässt“²⁵⁸. Dies bedeutet, dass aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Informationsgehalt nicht wie in der mathematisch geprägten Informationstheorie auf Basis der für die Information verarbeiteten Zeichen und Signale bestimmt werden kann. Hiernach wird eine Information rein nach ihrem syntaktischen Aspekten beurteilt, also inwieweit die Anzahl und Art der codierten Zeichen und Signale ausreicht, um einen Informationsaustausch zwischen Sender und Empfänger zu gewährleisten.²⁵⁹ Die hierüber hinausgehenden semantischen und pragmatischen Aspekte der Information, also deren Bedeutung und Zweckdienlichkeit für den Empfänger werden allerdings ausgeblendet. Da Informationen jedoch nicht um ihrer selbst willen beschafft werden, sondern zur Verbesserung von

²⁵⁵ Vgl.: WENZEL [1975, S. 28].

²⁵⁶ WENZEL [1975, S. 28].

²⁵⁷ Zur Interpretation des Nutzens als individueller Wert einer Subjekt-Objekt Beziehung vgl. etwa: WITTMANN [1956, S. 29f].

²⁵⁸ WILLKE [1998, S. 10].

²⁵⁹ Vgl.: MAG [1977, S. 147].

Entscheidungsproblemen beitragen sollen, ist es gerade die Zweckdienlichkeit, welche den Wert einer Information für den Empfänger ausmacht.²⁶⁰ Hieraus folgt, dass für unterschiedliche Entscheidungsträger in unterschiedlichen Entscheidungssituationen eine und dieselbe Information dennoch einen unterschiedlichen Nutzen (und damit Wert) besitzt, da diese eine andere Relevanz hinsichtlich des jeweiligen Entscheidungsproblems aufweisen kann, bzw. die Entscheidungsträger sich per se auf einem unterschiedlichen Informationsstand befinden. Wird dieser Argumentation gefolgt, so kann der Wert einer Information dann als derjenige „Betrag bezeichnet werden, der mit Hilfe der zusätzlichen Information in der Handlungsentscheidung zu erwirtschaften ist.“²⁶¹

Mit dieser Aussage erschließt sich unmittelbar die grundsätzliche Problematik einer jeden Informationsbewertung: Um den Informationswert als zusätzlichen Geldwert einer Handlungsalternative mit erweitertem Informationsstand ermitteln zu können, muss der Inhalt der Information bekannt sein – da ja ansonsten die Konsequenz der Handlung nicht bestimmt werden könnte. In diesem Falle ist eine Bewertung jedoch obsolet, da die eigentlich zu bewertende Information offensichtlich bereits vorliegt. Oder als konkretes Beispiel für die Belange des Energiemanagements: Um etwa im Rahmen von Maßnahmen zur Lastglättung entscheiden zu können, welche Energieströme mit welchem Detaillierungsgrad mit welcher Häufigkeit zu erfassen sind, müsste zunächst bekannt sein, wie hoch die Einsparungen durch einen ausgeglichenen Lastgang sein werden. Da aber bis dato keine Erkenntnisse über den tatsächlichen Lastgang vorliegen können, lässt sich dieser Betrag eben nur mit Hilfe der zur Disposition stehenden Informationen hinsichtlich Zeit und Höhe der Energieströme genau bestimmen. Der in der Literatur zu findende Ansatz, den Informationswert an den Kosten der Informationsbeschaffung festzumachen, löst zwar das beschriebene Problem, ist jedoch allenfalls von theoretischem Interesse. Weil dann der Informationsnutzen unabhängig vom jeweiligen Informationssystem stets den Informationskosten entsprechen würde, kann so auch keine Entscheidung für oder gegen die unterschiedlichen Alternativen getroffen werden.²⁶²

²⁶⁰ Vgl.: WACKER [1971, S. 55f].

²⁶¹ MAG [1977, S. 150].

²⁶² Vgl.: MAG [1977, S. 147].

3.2.3 Bestimmung geeigneter Effizienzkriterien

Allerdings ergeben sich auch für den Fall, dass die notwendigen Informationen vorliegen, weitere Problemstellungen: Um zu einer Aussage darüber zu kommen, ob bzw. wie viel Potential zur Verbesserung der Energieverwendung besteht, muss in einem weiteren Schritt ein geeigneter Bewertungsmaßstab gefunden werden. Konkret gilt es also zu klären, an welchen Kriterien ein ausgeglichener Lastgang zu erkennen ist, wann ein Energieeinsatz effizient erfolgt und wann nicht. Hierfür ist die Erarbeitung geeigneter Kennzahlen notwendig. Allgemein versteht man hierunter Zahlen, die „relevante Zusammenhänge in verdichteter, quantitativ meßbarer Form wiedergeben.“²⁶³ Die allgemeinen Funktionen von Kennzahlen sind sowohl in internen Betriebsanalysen als auch in übergreifenden Betriebsvergleichen zu sehen.²⁶⁴ Um jedoch eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Daten zu gewährleisten – sei es aufgrund unterschiedlicher Betriebscharakteristika oder aufgrund sich im Zeitablauf veränderter Umfeldbedingungen – sind hierfür Absolutgrößen nicht geeignet.²⁶⁵ Soll etwa analysiert werden, welcher von zwei Betrieben energieeffizienter arbeitet, ist es nicht praktikabel, hierzu lediglich die absoluten Energieverbräuche einer bestimmten Periode heranzuziehen. Vielmehr ist es unerlässlich, die erhobenen Daten auf eine gemeinsame Basis zu beziehen, wofür die Bildung von Verhältniszahlen notwendig ist. Je nach angestrebtem Zweck lassen sich hierbei Gliederungszahlen (Verhältnis eines Teils zum Ganzen), Beziehungszahlen (zwei begrifflich verschiedene Merkmale werden einander zugeordnet) oder Indexzahlen (Verhältnis zweier gleichartiger Merkmale, wobei eine Größe mit 100 gleichgesetzt wird) generieren.²⁶⁶ Welches Kennzahlen stellen also ein geeignetes Bewertungskriterium als Basis eines effektiven Energiemanagements?

In diesem Zusammenhang gelten Zweckeignung, Genauigkeit, Aktualität und Kosten-/Nutzen-Relation als grundsätzliche Anforderungen, die an Kennzahlen gestellt werden.²⁶⁷ Wie häufig bei multidimensionalen Zielsystemen zu beobachten, beeinträchtigen auch hier Konflikte unter den Teilzielen die Entscheidungsfindung. So ist es etwa für die Frage nach der Effizienz der Energieverwendung zweckmäßig, möglichst unmittelbar die jeweiligen Energiedienstleistungsmengen für die Kennzahlenbildung heranzuziehen. Wie zuvor jedoch bereits angedeutet, ist dies

²⁶³ HORVÁTH [2001, S. 568].

²⁶⁴ Vgl.: REICHMANN [1997, S. 20].

²⁶⁵ Vgl.: HORVÁTH [2001, S. 569].

²⁶⁶ Vgl.: Ebd.

²⁶⁷ Vgl.: NOSKO [1986, S. 219].

mit einer hohen Kostenbelastung und/oder mit einer hohen Messungenauigkeit verbunden. Um zum Beispiel genau den Grad der Raumausleuchtung bestimmen zu können, ist es nicht ausreichend, lediglich die Lux-Werte in unmittelbarer Nähe der Lichtquellen zu erfassen. Da sich die Lichtausbeute mit zunehmender Entfernung von der Quelle verschlechtert und zudem stark von den beleuchteten Hintergründen beeinflusst wird, müsste eine Vielzahl von Messungen an unterschiedlichen Stellen im Raum durchgeführt werden, was mit entsprechend höheren Kosten in Verbindung stünde. Gleiches gilt etwa für die Raumtemperatur, wohingegen Messungen von Kraftanwendungen wie bereits erläutert ohne Beeinflussung des Betriebsgeschehens ohnehin nur in Ausnahmefällen möglich sind. Aus diesen Gründen sind solche Kennzahlen, die unmittelbar auf das Energiedienstungsniveau abstellen, trotz ihrer grundsätzlichen Zweckmäßigkeit für das betriebliche Energiemanagement kaum geeignet.

Auf der anderen Seite sind Kennzahlen, die sich lediglich auf Basis genau messbarer und kostengünstig zu erfassender Energiewerte ergeben, ebenfalls nur eingeschränkt für das betriebliche Energiemanagement zu gebrauchen. Wie erwähnt lassen sich etwa die Bezugsmengen und -kosten der nachgefragten Endenergien problemlos aus den Unterlagen der Buchhaltung ablesen. Jedoch können allein auf Basis dieser Werte kaum zweckmäßige Kennzahlen gebildet werden, was die Effizienz der Energieverwendung in ihrer mengenmäßigen Höhe und ihrer zeitlichen Verteilung anbelangt, ohne dass weitere Differenzierungen hinsichtlich der einzelnen Energiearten, ihrer tatsächlichen Verwendung und der bis dahin zurückgelegten Umwandlungsschritte vorgenommen werden: Zweifelsohne wird ein Betrieb umso mehr an Energieeinheiten beziehen müssen, je mehr Umwandlungsschritte bis zur angestrebten Energiedienstleistung betriebsintern erfolgen, ohne dass hierdurch etwas über die Effizienz der Energieverwendung ausgesagt werden kann. Als Beispiel lassen sich etwa zwei Betriebe vorstellen, die bis auf den Umstand völlig identisch sind, dass im einen die benötigte Elektrizität selbst erzeugt wird, im anderen jedoch ein Fremdbezug erfolgt. Obwohl per definitionem beide Betriebe die Energie mit der gleichen Effizienz nutzen, muss doch der selbsterzeugende Betrieb aufgrund der Wirkungsgradverluste der zusätzlichen Umwandlung einen höheren Betrag an Energieäquivalenten für die Elektrizitätserzeugung beziehen, als es dem Strombezug des anderen entspricht.

Um dieser Problematik zu begegnen, ist es notwendig, über die Generierung weniger isoliert stehender Kennzahlen hinaus ein Kennzahlensystem zu konzipieren, in dessen Rahmen die wichtigsten betriebsspezifischen Einflussfaktoren der Energienutzung Berücksichtigung finden. Hierzu gehören etwa für den Gebäudebe-

reich: Gebäudegröße, Bauphysik, Tageslichtangebot, Raumbenutzungsdauer sowie Arten und Menge der genutzten Umwandlungsanlagen und versorgten Verbraucher.²⁶⁸ Durch ein solches System, dessen Aufbau sich z. B. am Energiefluss durch das Unternehmen orientieren könnte, ist es möglich, Strukturungleichheiten verschiedener Prozesse zu berücksichtigen und diese hinsichtlich ihrer Energieeffizienz vergleichbar zu machen.²⁶⁹ Konkret wäre also die bezogene Menge eines Endenergieträgers um die Wirkungsgradverluste der einzelnen Umwandlungsstufen zu bereinigen und der verbleibende Energiewert auf die finalen Verbraucher umzulegen. Hierbei sind ebenfalls solche Faktoren zu berücksichtigen, die zwar unmittelbaren Einfluss auf das Ausmaß des betrieblichen Energieverbrauchs besitzen, nicht jedoch auf die zu beurteilende Energieeffizienz, wie es etwa für schwankende Außenlufttemperaturen der Fall ist.²⁷⁰

Jedoch müssen für solche rechnerische Analysen die Wirkungsgrade der jeweiligen Umwandlungsprozesse bekannt sein, was nicht selbstverständlich ist. Darüber hinaus werden zwar Hinweise auf die generelle Existenz von Ineffizienzen bei der Energienutzung gewonnen, die aber aufgrund des vorliegenden Kuppelproduktionscharakters keine Rückschlüsse darauf zulassen, an welcher Stelle des Betriebsprozesses diese genau auftreten. Um dies zu bestimmen, sind weitere Energiemessungen bei den Verbrauchern unumgänglich, was auch die Forderung erklärt, Energiekennzahlen vor allem auch auf Nutzenergiegrößen zu beziehen.²⁷¹

Doch auch ein ideales Kennzahlensystem, welches mit einer optimalen Kosten-/Nutzen-Relation die genauen Energieeinsätze jeder erzeugten Leistung darzustellen vermag, garantiert dennoch nicht automatisch eine optimale Energieverwendung. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass sich für viele Energieverwendungen kein eindeutiges Effizienzkriterium bestimmen lässt. Dies gilt insbesondere für solche Energieverwendungen, in deren Rahmen Energiedienstleistungen an Personen durchgeführt werden, deren grundsätzliche Physiologie und momentanes Befinden, und damit auch deren Bedarf an Energiedienstleistungen niemals allgemeingültig bestimmt werden kann.

²⁶⁸ Vgl.: MÜGGE [1996, S. 2].

²⁶⁹ Vgl.: NOSKO [1986, S. 232].

²⁷⁰ Vgl.: MÜGGE [1996, S. 4].

²⁷¹ Vgl.: NOSKO [1986, S. 224].

3.2.4 Beeinflussung der betrieblichen Energieverwendung

Nach Beschaffung der benötigten Informationen und deren Auswertung gilt es abschließend, die hierdurch identifizierten Arbeitsabläufe für die Erreichung einer effizienten Energieverwendung in geeigneter Weise zu beeinflussen. Dies kann immer dann ohne größere Schwierigkeiten erfolgen, wenn die entsprechenden Prozesse der Energieverwendung von einer übergeordneten Stelle unmittelbar geregelt werden können, ohne dass es hierdurch zu einer nennenswerten Beeinflussung des individuellen Arbeitsumfeldes kommt. Als Beispiel kann etwa die Anpassung von Produktionsplänen an neue zeitliche Vorgaben genannt werden, die zwar eine temporäre Verschiebung der Arbeitstätigkeit zur Folge hat, ohne dabei aber deren grundsätzliche Qualität zu berühren. Diese Konstellationen liegen vor allem dann vor, wenn der Zweck der Energieverwendung unmittelbar produktiver Natur ist, d. h. der stofflichen Materialverarbeitung dient. Sobald allerdings Energie als betriebliches Infrastrukturgut verwendet wird, nämlich für die Schaffung eines für Mitarbeiter und evtl. Kunden geeigneten Arbeitsumfeldes, ist eine direkte Regelung der Energieverwendung nicht ohne weiteres möglich.

Der Grund hierfür ist, dass eine Beeinflussung der relevanten Umfeldbedingungen ebenfalls eine Einschränkung der persönlichen Arbeitsproduktivität zur Folge haben wird, sollte der individuelle Energiedienstleistungsbedarf falsch eingeschätzt werden. Beispielsweise wird eine Person sich nicht optimal auf seine Aufgaben konzentrieren können, wenn die von ihm empfundene Raumtemperatur als merklich zu heiß oder kalt eingeschätzt wird. Wie jedoch bereits herausgestellt, ist ein Maß für diese ‚richtige‘ Temperatur weder objektiv bestimmbar, noch könnte dieses als im Zeitverlauf konstant gelten. Einer unmittelbaren Beeinflussung der Energieverwendung sind somit enge Grenzen gesetzt. Erschwerend kommt hinzu, dass Energienutzungsprozesse von den beteiligten Personen nur in Ausnahmefällen auch als solche erkannt werden: Nicht die Transformation von Energie mittels geeigneter Anlagen steht gedanklich im Vordergrund, sondern der Betrieb eben dieser Anlagen mit Hilfe unterschiedlicher Einsatzenergien. Oder anders ausgedrückt: Energie wird nicht als relevanter Produktionsfaktor *wahrgenommen*, was die Frage aufwirft, warum dem so ist.

In diesem Kontext sieht die Psychologie ‚Wahrnehmung‘ als einen Vorgang, in dessen Rahmen, der sich ständig verändernde und oftmals chaotische Input aus äußeren Reizen über die Sinnesorgane aufgenommen und zu stabilen, geordneten, und in für den Wahrnehmenden relevante Sachverhalte, sog. Perzepten, überführt

wird.²⁷² Der Wahrnehmungsprozess umfasst hierbei die drei Stufen des sensorischen Empfindens, der Wahrnehmung im engeren Sinne und der Klassifikation. In der ersten Phase werden aufgenommene Sinneseindrücke, wie Licht oder Schall, in die neurale Aktivität von Gehirnzellen umgewandelt, wodurch Informationen über die Art der Stimulation der Rezeptororgane entschlüsselt und zu einem ‚distalen Reiz‘ verdichtet werden. Bereits in diesem ersten Abschnitt des neurologischen Prozesses werden Sinneseindrücke selektiert. So betonen etwa Zellen der Netzhaut zwar Grenzlinien und Helligkeitsunterschiede, werden hingegen von gleichmäßiger und unveränderlicher Stimulation nicht aktiviert.

Bei der nachfolgenden Wahrnehmung im engeren Sinne erfolgt eine innere Repräsentation der äußeren Umwelt, indem der distale Reiz durch übergeordnete Gehirnprozesse organisiert und modifiziert wird, so dass dieser in erkennbare Muster und Formen überführt werden kann. Durch diesen Vorgang könnten etwa drei vertikale Linien in die römische Zahl ‚III‘ umgewandelt werden, die dann als sog. ‚proximaler Reiz‘ wahrgenommen wird. In der Klassifikationsphase werden schließlich die wahrgenommenen Sachverhalte in vertraute Kategorien eingeordnet, menschliche Gestalten etwa als Fremde oder Bekannte, groß oder klein identifiziert. Die Grenzen zwischen Wahrnehmung im engeren Sinne und Klassifikation lassen sich nicht eindeutig ziehen, da diese Vorgänge im Alltagsleben stark verwoben und scheinbar automatisch ablaufen, so dass die Unterscheidung vielmehr von konzeptioneller Natur ist. Wesentlich für die Wahrnehmung einer Sache sind so zum einen das neurale Empfinden eines äußeren Reizes sowie dessen kognitive Verknüpfung mit vorhandenen Erfahrungswerten. Dies stellt für das Management der Energieverwendung in doppelter Hinsicht ein Problem dar:

Zunächst sind nicht wenige Zwecke der Energieverwendung dergestalt, dass ein besonderes sensorisches Empfinden hierdurch nicht erfolgt. So ist es ja etwa Zweck der Raumklimatisierung, eine ‚angenehme Umgebung‘ zu schaffen, eine Umgebung also, die nicht von anderen, in diesem Raum durchgeführten Aktivitäten ablenkt. Oder anders ausgedrückt: Die Raumklimatisierung erfüllt ihren Zweck genau dann optimal, wenn sie eben *nicht* wahrgenommen wird.²⁷³ Hinzu kommt, dass auch von den verwendeten Energieträgern entweder aufgrund ihrer physikalischen Beschaffenheit oder aufgrund der genutzten Transport- und Umwandlungstechnologien zumeist keine distalen Reize ausgehen. Beste Beispiele hierfür mögen die leitungs-

²⁷² Vgl. auch für die folgenden Ausführungen: ZIMBARDO [1995, S. 159ff].

²⁷³ Dies mag nicht zuletzt auch der Grund dafür sein, dass Fragen der Energieversorgung zumeist nur dann in der breiten Öffentlichkeit diskutiert werden, wenn es hierbei zu Ausfällen kommt.

gebundenen Energieträger Strom und Gas sein, deren unmittelbare Wahrnehmung sogar eine Gefahr für Leib und Leben darstellen kann.

Doch selbst für den Fall, dass es zu einem sensorischen Empfinden der Energienutzung kommt, so kann dieses nur zu einem geringen Teil mit dem Faktor Energie in Verbindung gebracht werden. Aufgrund der mangelnden Erfahrung hinsichtlich der Anmutung von Energie müssen nämlich vielmehr die plastischen und – damit erfahrbaren – Nutzungstechnologien im kognitiven Vordergrund stehen. Ein Loch wird etwa nicht durch die Umwandlung elektrischer Energie gebohrt, sondern durch den Betrieb einer Bohrmaschine. Nicht der Einsatz von Strom ist die Ursache für einen hellen Raum, sondern die Funktion einer Leuchtstoffröhre. Damit rückt aber gleichzeitig auch die Erkenntnis über die Konsequenz des Energieverbrauchs dieser Aktivitäten in den Hintergrund, so dass sich die verantwortlichen Personen ihres energieineffizienten Verhaltens oftmals nicht bewusst sind.

3.3 Diskussion möglicher Lösungsansätze

3.3.1 Instrumente des Energiecontrolling

Da sich wie festgestellt die Effizienz der meisten Energieverwendungen nicht allgemeingültig bestimmen lässt, ist es notwendig, andere Methoden zu erarbeiten, mit deren Hilfe eine Aussage über die Güte des betrieblichen Energieverbrauchs getroffen werden kann. Unter anderem wird in der Literatur insbesondere diese Aufgabe dem Energiecontrolling zugerechnet,²⁷⁴ welches als „Servicefunktion des Energiemanagements“²⁷⁵ „Informationen und Instrumentarien [liefert], mit deren Hilfe das Management die betrieblichen Prozesse besser steuern kann.“²⁷⁶ Es gilt also für das Energiecontrolling nicht zuletzt, Prozesse suboptimaler Energienutzung zu identifizieren, damit diese in einem nachfolgenden Schritt auf Verbesserungsmöglichkeiten hin überprüft werden können.

Da absolute Effizienzkriterien keine Aussagekraft besitzen, muss das Energiecontrolling auf relative Kenngrößen zurückgreifen, wie sie z. B. im Rahmen von Zeitreihenanalysen der historischen Energieintensität eines Unternehmens gebildet werden können.²⁷⁷ Vorausgesetzt, dass diese einer adäquaten Bereinigung unterzogen wurden – etwa hinsichtlich Temperaturentwicklung, Auftragslage,

²⁷⁴ Vgl. etwa: NOSKO [1986, S. 190-193] oder WOHINZ [1989, S. 214].

²⁷⁵ WOHINZ [1989, S. 207].

²⁷⁶ Ebd.

²⁷⁷ Vgl.: WOHINZ [1989, S. 150].

Fertigungsprogramm oder betrieblicher Eigenerzeugung – lassen sich so Zeitpunkte veränderter Energieeffizienzen bestimmen. Hierdurch ist es nicht nur möglich, eine Aussage über die Entwicklung der betrieblichen Energieeffizienz zu treffen, vielmehr lassen sich auch Rückschlüsse auf mögliche Ursachen der Veränderung ziehen, indem untersucht wird, ob zu den relevanten Zeitpunkten außerordentliche Ereignisse im Unternehmen zu verzeichnen waren. Andererseits liefert eine Zeitreihenanalyse offensichtlich keine Erkenntnis darüber, wie die eigene Energieeffizienz gegenüber anderen Betrieben zu beurteilen ist. Ein solcher Vergleich ist aber umso wichtiger, als bei fehlenden absoluten Effizienzkriterien nur auf diese Art ein ökonomisch relevanter Maßstab zur Beurteilung der Güte der Energieverwendung gefunden werden kann.

Jedoch stehen einem solchen Benchmarking verschiedene Hemmnisse entgegen, wie sie etwa in der Frage nach der generellen Vergleichbarkeit unterschiedlicher Energienutzungsprozesse zum Ausdruck kommen. So ist zu bedenken, dass selbst Unternehmen der gleichen Branche niemals identische Eigenschaften aufweisen werden, was etwa Betriebsgröße, Mitarbeiteranzahl, Produktionsmenge oder Produktbeschaffenheit anbelangt. Entsprechend ist ein Vergleich der Energieeffizienz nur möglich, sofern die in Frage kommenden Unternehmen ihren Energieverbrauch um alle relevanten Störgrößen bereinigen und diesen auf dieselben Kenngrößen beziehen. Unabhängig von dem hierfür zu leistenden koordinativen Aufwand ist insbesondere zu hinterfragen, inwieweit seitens der Betriebe überhaupt Interesse besteht, ihre eigenen Informationen anderen Marktteilnehmern – und insbesondere Konkurrenten, die in derselben Branche tätig sind – zugänglich zu machen, wenn doch die Effizienz der Energienutzung als betrieblicher Erfolgsfaktor anzusehen ist. Diese Problemstellung ist vor allem vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass differenzierte und gut vergleichbare Kennzahlensysteme aus Kosten-/Nutzen-Überlegungen gerade von energieintensiven Betrieben angefertigt werden, die genau deshalb an einer Kommunikation dieser Daten jedoch kaum Interesse haben werden. Als Konsequenz bleibt somit festzuhalten, dass betriebsübergreifende Vergleiche der Energieeffizienz in erster Linie nur grobe Richtwerte liefern können. Eine Verbesserung des Aussagegehalts könnte durch einen zusätzlichen Vergleich der im Betrieb installierten Technik mit heutiger Referenztechnik erreicht werden.

Weniger Probleme für das Energiecontrolling bereitet hingegen die Quantifizierung der zeitlichen Konstanz des betrieblichen Strom- bzw. Gasbedarfs. Obwohl für die exakte Bestimmung der in Anspruch genommenen Leistung eine kontinuierliche und registrierende Messung der Höhe der entsprechenden Energieströme notwendig ist,

wie sie in den unterschiedlichen Dauerlinien zum Ausdruck kommt, lässt sich auch ohne solche Erhebung mit dem sog. ‚Gleichzeitigkeitsfaktor‘ eine geeignete Kennzahl bilden. Dieser errechnet sich als Quotient aus der in einer bestimmten Periode tatsächlich bezogenen Arbeit und der hypothetischen Arbeit, die bei konstantem Energiebezug in Höhe der Maximallast notwendig gewesen wäre. Je näher das Ergebnis hierbei am Wert 1 liegt, desto ausgeglichener ist der Leistungsbedarf des Betriebes. Hierfür kann ausgenutzt werden, dass auch für Energielieferungen ohne ständige Leistungsmessung die Höchstlast der jeweiligen Abrechnungsperiode von den EVU in ihren Abrechnungen als Kostenparameter aufgeführt wird.²⁷⁸ Auch ist es in diesem Zusammenhang zunächst nicht notwendig, isolierte Aussagen über den Lastverlauf der einzelnen Verwendungsstellen zu geben, da so der Effekt der Durchmischung noch keine Berücksichtigung fände: Weil die im Unternehmen befindlichen Energieverbraucher niemals alle zur gleichen Zeit zum Einsatz kommen, ist die tatsächliche gesamtbetriebliche Höchstlast stets niedriger als die Summe der Höchstlasten der einzelnen Verbrauchsstellen. Jedoch darf in diesem Kontext nicht vernachlässigt werden, dass eine aktive Gestaltung im Sinne der gezielten Glättung des gesamtbetrieblichen Leistungsbedarfes, die Kenntnis der einzelnen Lastkurven, oder zumindest die Kenntnis der Zeitpunkte der jeweiligen Höchstlasten erfordert, was entsprechende Steuerungen erheblich erschwert.

3.3.2 Anreizsysteme zur Verhaltensmodifikation

Da die unmittelbare Beeinflussung personenbezogener Energieverwendungen als wenig zielführend zu beurteilen ist, gilt es andere Wege zu finden, die zu einer Verbesserung der Energieeffizienz führen. Als Lösung bietet sich in diesem Kontext an, die am Verwendungsprozess beteiligten Personen dazu zu bewegen, *von sich aus* die Verschwendung von Energie zu erkennen und abzustellen. Dabei werden in der Literatur mit der behavioristischen und kognitiven Theorie schwerpunktmäßig zwei Ansätze zur Erklärung des menschlichen Energieverbrauchsverhaltens verfolgt, die entsprechende Instrumente für eine gezielte Verhaltensänderungen liefern.²⁷⁹

Vertreter der kognitiven Theorie gehen davon aus, dass das menschliche Energieverbrauchsverhalten in relevantem Maße durch die persönlichen Werte und

²⁷⁸ Vgl.: HOFFMANN [1998, S. 49].

²⁷⁹ Vgl.: WORTMANN [1994, S. 23ff]. Zwar werden dort auch „Psychologische Beiträge zu Teilaspekten des Energiesparens“ (Ebd., S. 56) als dritter Erklärungsansatz aufgeführt, dieser ist jedoch aufgrund seiner Fokussierung auf „einen übergeordneten politischen, [makro-] ökonomischen und ökologischen Kontext“ (Ebd., S. 25) für die hier vorliegende Problemstellung nicht von Bedeutung.

Einstellungen der jeweiligen Personen bestimmt wird.²⁸⁰ Hierbei beschreiben Werte solche Zustände, die den handelnden Individuen bei der Verfolgung ihrer Absichten als generelle Zielvorstellung dienen, und die meist durch ein übergreifendes soziales Wertsystem geprägt sind.²⁸¹ Einstellungen wiederum sind wertegeleitet, beziehen sich aber auf ganz bestimmte Objektbereiche und entwickeln sich als Lernresultate aus Belohnungen und Strafreizen.²⁸² Ohne auf diese Konstrukte näher eingehen zu müssen wird deutlich, dass sich Werte und Einstellungen in einem langfristigen Prozess bereits ab einer frühen Lebensphase entwickeln und daher wesentlich durch das familiäre und soziale Umfeld geprägt werden, in dem ein Individuum aufwächst. Als entsprechend stabil sind diese Leit motive auch einzuschätzen, haben sie erst einmal eine bestimmte Ausprägung angenommen, was sie als Instrumente für Verhaltensänderungen weitgehend ungeeignet macht. Eine Beeinflussung der MitarbeiterEinstellung im Sinne einer bewusst effizienten Energieverwendung wäre allenfalls durch eine geeignete Ausrichtung der Unternehmensphilosophie denkbar, nämlich wenn sich diese explizit einer umweltschonenden Produktion verschreibt. Dies kann berechtigterweise allerdings nur für solche Unternehmen erwartet werden, bei denen der Material- und/oder Energieeinsatz sowohl von Unternehmensangehörigen als auch von interessierten Außenstehenden als betriebsrelevanter Faktor empfunden wird, also insbesondere für industrielle Fertigungsbetriebe. Für weniger energie- und materialintensive Unternehmen dürfte eine derartige Beeinflussung von Einstellungen nicht in Frage kommen, so dass hier Methoden zur unmittelbaren Verhaltensmodifikation im Sinne der behavioristischen Theorie zu überprüfen sind. Im Rahmen dieser Theorie wird das menschliche Verhalten durch ein „Black-Box Modell als Funktion äußerer Reize beschrieben“²⁸³, wobei als Verhaltensstimuli insbesondere allgemeine Informationen, Verbrauchsrückmeldungen und monetäre Anreize untersucht werden:

Hierbei sind allgemeine Informationen über den Energieverbrauch und die hiermit verbundenen Kosten eine notwendige Grundlage von Verhaltensänderungen: Ohne das Wissen um die energiebezogenen Konsequenzen der unterschiedlichen Arbeitsabläufe und ihre Variationsmöglichkeiten fehlt den Mitarbeitern per se jede Möglichkeit, das Verbrauchsverhalten gezielt auf eine effiziente Energieverwendung auszurichten. Dies ist umso bedeutsamer, als die Wahrnehmung des Energie-

²⁸⁰ Vgl.: WEBER [1999, S. 30].

²⁸¹ Vgl.: WISWEDE [1998, S. 44-45].

²⁸² Vgl.: WISWEDE [1998, S. 45, 145].

²⁸³ WEBER [1999, S. 29].

verbrauchs wie festgestellt lediglich eingeschränkt erfolgt. Erst durch die Kenntnis der Energiekosten wird die betriebliche Energienutzung von einem abstrakten Begriff in eine konkrete Wertgröße überführt, wodurch eine Sensibilisierung für das persönliche Energieverbrauchsverhalten erreicht werden kann. Dieser Effekt kann zusätzlich noch dadurch verstärkt werden, dass die Unternehmensleitung den Energieverbrauch mit einer solchen Informationskampagne als eine erfolgsrelevante Größe erkennbar macht.

Das Instrument der Verbrauchsrückmeldung geht in mehrfacher Hinsicht eine Stufe weiter als allgemeine Informationen über die Höhe des Energieverbrauchs und möglicher Verhaltensweisen zu dessen Absenkung. Zum einen erfolgt die Kommunikation von Verbrauchswerten in regelmäßigen Abständen, vor allem aber kommt es hierbei zu einem mehr oder weniger starken individuellen Bezug der einzelnen Mitarbeiter zu dem erfassten Energieverbrauch. So ist im Extremfall die Verbrauchsüberwachung einer einzigen Person denkbar, mit der Folge, dass eine Veränderung der gemeldeten Werte unmittelbar mit dem eigenen Verhalten in Verbindung gebracht werden muss, was eine stärkere Motivation des Adressaten erhoffen lässt.²⁸⁴ Neben dem kritischen Kosten-/Nutzen-Aspekt einer in diesem Maße personenbezogenen Verbrauchsrückmeldung ist ebenfalls zu bedenken, dass bei den Adressaten hierdurch ein ungewolltes Überwachungsempfinden entstehen könnte, was eine Beeinträchtigung der Leistungsbereitschaft zur Folge hätte. Dies ist umso mehr zu erwarten, als Untersuchungen mit Bezug auf den Energieverbrauch bisher nur anhand freiwilliger Privathaushalte durchgeführt wurden, die also mit der Kontrolle ihres Verbrauchsverhaltens von vornherein einverstanden waren. Bei Unternehmensangestellten jedoch, denen diese Wahl nicht eingeräumt wird, werden ungewollte Kontrollen sehr wahrscheinlich mit negativen Trade-Offs hinsichtlich ihrer Motivation einhergehen. Insofern erscheint es sinnvoll, Verbrauchsrückmeldungen auf Abteilungen zu beziehen, deren Personalstärke einerseits eine weitgehende Anonymisierung der Verbrauchswerte zulässt, dennoch den Bezug zu individuellen Verhaltensweisen nicht unmöglich macht. Nicht zuletzt lassen sich solche abteilungsbezogenen Rückmeldungen mit einem deutlich geringeren Messaufwand realisieren.

Während bei Verbrauchsrückmeldungen davon ausgegangen wird, dass das Wissen um eine bestimmte Verbesserung bzw. Verschlechterung des eigenen Energiebedarfs als Motivation ausreicht, werden im Rahmen von Anreizstrategien

²⁸⁴ Vgl.: WORTMANN [1994, S. 30].

(zumeist monetäre) zusätzliche Belohnungen gewährt, wenn im Laufe der Zeit eine Senkung des Energieverbrauchs zu verzeichnen ist.²⁸⁵ Darüber hinaus sind negative nicht-monetäre Anreize denkbar, wie etwa der Versuch, über eine Verlangsamung des Fahrstuhlbetriebs eine verstärkte Nutzung der Treppen zu erreichen.²⁸⁶ Allerdings besteht hierbei die Gefahr, dass die erreichte Energieeinsparung zu Lasten des Nutzenniveaus der Energieverwendung geht, also keine Verschwendung vermieden wird, sondern die Einsparungen in einer Verschlechterung der Arbeitsbedingungen resultieren. Zudem unterliegen Anreizstrategien insofern Beschränkungen, als die hierdurch realisierten Verbrauchssenkungen nicht durch die gewährten Belohnungen überkompensiert werden dürfen. Einem Mitarbeiter kann nicht mehr an monetärem Bonus gewährt werden, als er die auf ihn zurückgehenden Energiekosten zu senken vermag, was insbesondere vor dem Hintergrund der häufig geringen Höhe der Energiekosten ein Problem darstellen kann. Auch hat sich gezeigt, dass mit dem Entfall des Anreizes der Energieverbrauch wieder in Richtung auf das Ausgangsniveau zurückgeht.²⁸⁷

3.4 Zwischenfazit - Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Managementpotentiale für den Bereich der Energieverwendung grundsätzlich in den Instrumenten der

- rationellen Energieverwendung und
- Lastglättung

zu sehen sind. Hierbei beschreibt die rationelle Energieverwendung eine Absenkung überflüssigen Energieverbrauchs, bzw. die Minimierung des Energieeinsatzes bei gegebenem Output und ist daher deutlich von Energieeinsparungen zu unterscheiden, die entweder Einbußen des Zielerreichungsgrades der Energienutzung zur Folge haben oder eine Substitution des Faktors Energie durch Kapital notwendig machen.

Allerdings bezieht sich die betriebliche Energieverwendung auf derart viele und unterschiedliche Prozesse, dass ein allumfassender Ansatz schon allein aus Gründen der Komplexität scheitern muss. Hinzu kommt die kritische Kosten-/Nutzen-Relation der notwendigen Informationen über Höhe und Zeiten der Ener-

²⁸⁵ Vgl.: WEBER [1999, S. 30].

²⁸⁶ Vgl.: WORTMANN [1994, S. 32].

²⁸⁷ Vgl.: WORTMANN [1994, S. 33].

gieverbräuche, welche nur durch Investitionen in geeignete Messvorrichtungen und Informationstechnologie beschafft werden können. Hier stellt insbesondere die wesensimmanente nicht mögliche Bewertung des Informationsnutzens ein relevantes Hemmnis dar. Jedoch lassen sich die ökonomisch rationalen Maximalkosten eines Energieinformationssystems zumindest in einer groben Abschätzung ermitteln:

Wie beschrieben bestimmt sich der Wert des Informationssystems nach dem sich hieraus ableitenden Einsparpotential der Energiekosten. Dieses wiederum ergibt sich aus der Vermeidung unnötiger Bezugsmengen (rationale Energieverwendung) bzw. einer verbesserten Bezugsstruktur (Lastglättung). Insofern können die betrieblichen Energiebezugskosten als eine erste Orientierungsgröße für den maximalen Wert eines zu implementierenden Energieinformationssystems genutzt werden, denn eine höhere Kosteneinsparung als deren Betrag ist offensichtlich nicht zu realisieren. Obwohl die gewonnenen Informationen auch für Maßnahmen zur Energieeinsparung und des Energiehandels hilfreich sein können,²⁸⁸ ist davon auszugehen, dass die Energiebezugskosten den Wert eines Energieinformationssystems dennoch deutlich übersteigen. Der Grund hierfür liegt in der Tatsache, dass ein entsprechendes Informationssystem zwar dazu beitragen kann, Bezugsmengen und Bezugspreise zu senken, ein vollständiger Verzicht auf betrieblichen Energieeinsatz wird jedoch niemals möglich sein. Bedenkt man dann, dass die Energiebezugskosten häufig nur wenige Prozent der gesamten Produktionskosten ausmachen,²⁸⁹ wird der zumeist enge Gestaltungsraum offensichtlich, der bei der Implementierung eines Energieinformationssystems genutzt werden kann.

Als Konsequenz ist das Energiemanagement notwendigerweise auf einzelne, dafür bedeutsame Energieverwendungen zu beschränken, die etwa im Rahmen einer ABC-Analyse zu identifizieren sind.²⁹⁰ Diese kann zunächst auch ohne kostenintensive direkte Messungen anhand von überschlägigen Kalkulationen bereits vorhandener Informationen – Leistungsangaben und Einsatzzeiten der genutzten Maschinen in Verbindung mit den Energiebezugsrechnungen der Buchhaltung – erfolgen. Aufgrund der Bedeutung der Verbrauchsstruktur für die Energiekosten ist es sinnvoll, die betrachteten Prozesse um eine Analyse ihrer zeitlichen Vorhersehbarkeit und Regulierbarkeit zu ergänzen. So könnten zunächst solche Energieverbrä-

²⁸⁸ Vgl. hierfür die folgenden Hauptkapitel.

²⁸⁹ Vgl. hierfür: Kapitel 2.1.

²⁹⁰ Vgl. hierfür etwa: BRETTAR [1987, S. 140ff]. Allerdings wird dort – insbesondere bedingt durch eine andere Arbeitsmethodik – eine Unterteilung der bezogenen Energieträger und nicht der hiermit vollzogenen Prozesse angestrebt. Für ein adäquates Management der betrieblichen Energieverwendungen ist aber letzteres unabdingbar, da nicht selten die gleichen Energieträger für unterschiedliche Prozesse eingesetzt werden.

che identifiziert werden, deren Auftreten sowohl verhältnismäßig gut zu prognostizieren als auch zu variieren ist (Kategorie ‚Regulierbar‘). Hierunter dürften insbesondere die Energieverbräuche materieller Fertigungsprozesse fallen. In einer zweiten Klasse ließen sich dann solche Energieverbräuche zusammenfassen, deren zeitlicher Anfall sich zwar relativ sicher vorhersagen lässt, die jedoch diesbezüglich wenig Flexibilität aufweisen (Kategorie ‚Prognostizierbar‘). Hierzu sind vor allem saisonal und tageszeitlich bedingte Verbräuche zu zählen. In einer letzten Kategorie könnten schließlich diejenigen Energiebedarfe klassifiziert werden, deren Auftreten weitgehend willkürlich ist und sich insofern auch kaum regulieren lässt, wozu nicht zuletzt ein Großteil der personenbezogene Energieverwendungen gehören dürften (Kategorie ‚Unvorhersehbar‘).²⁹¹ Die genannten ABC / RPU könnten dann in Form einer Matrix zusammengeführt werden, die Auskunft über das Managementpotential der einzelnen betrieblichen Prozesse gibt.

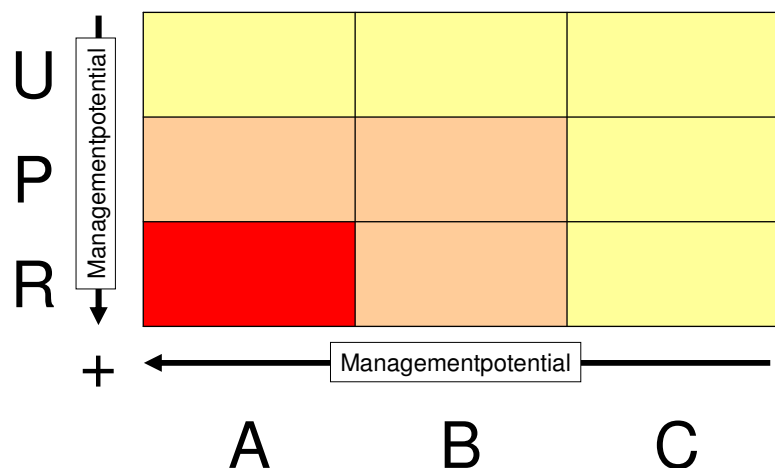


Abbildung 11: Strukturierungsmatrix verwendungsbezogenen Managementpotentials²⁹²

²⁹¹ Allerdings muss klar sein, dass insbesondere eine Unterscheidung zwischen der zweiten und dritten Verbrauchsklasse kaum trennscharf erfolgen kann. So ist zwar grundsätzlich davon auszugehen, dass im Winter ein höherer Raumwärmebedarf besteht als im Sommer, eine längerfristige Vorhersage über die konkrete Temperaturentwicklung – und damit über den konkreten Energieverbrauch – an einzelnen Tagen ist jedoch nicht möglich.

²⁹² Quelle: Eigene Darstellung.

Eine solche Matrix könnte dann als Basis für ein differenziertes Management der Energieverwendung genutzt werden, wobei die hierfür notwendigen Messungen dann weitgehend auf Prozesse der ‚A‘-Kategorien beschränkt bleiben können. Nicht zuletzt aufgrund der nicht immer eindeutig bestimmbar Gruppenzugehörigkeit der einzelnen Prozesse, wie auch möglicher Veränderungen in der Zukunft scheint es in diesem Zusammenhang sinnvoll, von Anfang an auf modulare Informationssysteme zu setzen, die sich im Zeitverlauf erweitern bzw. zurückbauen lassen. Auch lässt sich durch einen solchen schrittweisen Aufbau die Kapitalbindung und die hiermit verbundenen Risiken verringern.

Obwohl dies je nach den vorliegenden Betriebsspezifika unterschiedlich zu konkretisieren ist, bieten sich insbesondere die Prozesse der Bereiche ‚AR‘ und ‚AP‘ für Maßnahmen der Lastglättung an, wie sie etwa durch eine geeignete zeitliche Koordination des Produktionsprogramms erfolgen können. Dies macht dann als Konsequenz eine enge organisatorische Anbindung des Energiemanagements an die Produktionsplanung sinnvoll. Eine besonderes Problem stellen allerdings Prozesse der Kategorie ‚AU‘ dar, also solche Verwendungen, die einerseits hohe Energiekosten verursachen, andererseits jedoch zumeist willkürlich und ohne die Option einer externen Regulierung auftreten.

Da es sich hierbei häufig um personenbezogene Energieverwendungen handeln wird, könnten die unterschiedlichen Instrumente zur Verhaltensmodifikation eine Lösung bieten. In diesem Kontext ist es aufgrund der eingeschränkten Wahrnehmung der Energienutzung unerlässlich, den betroffenen Personen zunächst geeignete Informationen über die energetischen Konsequenzen ihrer Verhaltensweisen zur Verfügung zu stellen. Hierdurch lassen sich sowohl Möglichkeiten für eine zielgerichtete Verhaltensänderung aufzeigen, als auch eine Sensibilisierung für diese Problemstellung erreichen. Das Instrument der Verbrauchsrückmeldung, scheint für einen betriebsinternen Einsatz weniger geeignet, da hier – anders als bei den diesbezüglichen Feldversuchen im Haushaltssektor – eine freiwillige Partizipation häufig nicht gegeben sein dürfte. Die resultierende Ablehnungshaltung der Mitarbeiter könnte allenfalls über abteilungsbezogene Rückmeldungen umgangen werden. Auch monetäre Belohnungen scheinen aufgrund ihrer wertmäßig eher untergeordneten Bedeutung zunächst weniger geeignet zu sein, ein effizientes Anreizsystem bilden zu können. Allerdings könnte dies dadurch behoben werden, dass das Incentive nicht unmittelbar auf die persönlichen Verbrauchswerte bezogen wird (was übrigens auch zu ähnlichen Problemen wie bei einer Verbrauchsrückmeldung führen dürfte), sondern vielmehr auf die Identifikation genereller Potentiale zur Effizienzverbesserung. Lassen sich etwa durch einen Vorschlag der Belegschaft

bestimmte Arbeitsabläufe von Grund auf sinnvoll umstrukturieren, so könnte ein Teil der hierdurch eingesparten Energiekosten als Prämie ausgezahlt werden.

Problematisch bleibt jedoch in jedem Fall die objektive Beurteilung der Energieeffizienz, insbesondere im Vergleich zu anderen Unternehmen: Betriebe mit geringen Energiekosten werden per se kaum über Informationen verfügen, die für einen Effizienzvergleich ausreichend differenziert sind. Diese dürften zwar bei energieintensiven Fertigungsbetrieben vorhanden sein, welche jedoch kaum an einer öffentlichen Kommunikation ihrer Daten interessiert sein werden. Als Lösung könnte hier der Rückgriff auf einen Intermediär, etwa in Form eines Energiedienstleisters in Frage kommen, dessen neutrale Stellung einen Informationsaustausch begünstigt. Überhaupt bietet es sich aufgrund der hohen Komplexität der Problemstellung gerade für weniger energieintensive Betriebe an, einen externen Dienstleister die Identifikation von Effizienzpotentialen zu übertragen, da dieser angesichts bereits gesammelter Erfahrungen über Transaktionskostenvorteile verfügen sollte, was sich für beide Seiten förderlich erweisen würde.

4 MANAGEMENT DER ENERGIEUMWANDLUNG

4.1 Identifikation grundsätzlicher Potentiale und Restriktionen

4.1.1 Energieträgersubstitution

Während das Management der Energieverwendung die Zielsetzung verfolgt, Qualität, Quantität und Bedarfszeiten der für den Betriebsprozess benötigten Energiedienstleistungen in effizienter Weise zu gestalten, ist weiterhin zu klären, auf welche Art diese dann möglichst kostengünstig bereitgestellt werden können. Grundsätzlich geschieht dies durch Umwandlungsprozesse, in deren Verlauf unterschiedliche Energieträger mit Hilfe entsprechender Umwandlungstechnologie in die gewünschten Energiedienstleistungen überführt werden. Zwar wird im Rahmen des letzten Umwandlungsschrittes die hierfür benötigte Nutzenergie eindeutig durch die bereitzustellende Energiedienstleistung bestimmt – Licht für Beleuchtung, Kraft für Antrieb, Wärme für Temperierung, etc. – für die Erzeugung dieser Nutzenergieform stehen jedoch eine Vielzahl unterschiedlicher Optionen zur Verfügung, da es ja gerade eine fundamentale Eigenschaft von Energie ist, in jede beliebige Form umgewandelt werden zu können.

Insofern eröffnet sich Managementpotential zunächst auf einer qualitativer Ebene, nämlich in Hinblick auf die unterschiedlichen Energieträgern, die zur Erzeugung der erforderlichen Nutzenergie herangezogen werden können, und durch deren optimierten Einsatz eine Reduzierung der Energiekosten erreicht werden kann. Konkret sind in diesem Zusammenhang z. B. folgende Fragen zu beantworten: Soll die zur Temperierung notwendige Wärme durch einen fossilen Brennstoff – etwa Heizöl oder Erdgas – oder Elektrizität bereitgestellt werden? Ist die für den Maschinenantrieb erforderliche Kraft von Elektro- oder Verbrennungsmotoren zu erzeugen? Dabei wird deutlich, dass im Rahmen der Energieträgersubstitution auch stets die zur Verfügung stehenden Umwandlungstechnologien in die Überlegungen mit einzubeziehen sind, da diese nur in Ausnahmefällen mit unterschiedlichen Einsatzenergien betrieben werden können,²⁹³ so dass sich bereits hier Einschränkungen hinsichtlich des Gestaltungsspielraums ergeben.

²⁹³ Als Beispiel hierfür könnten hier etwa bivalente Feuerungsanlagen genannt werden, in denen sowohl Erdgas als auch Heizöl als Brennstoffe eingesetzt werden können.

Auch ist zu beachten, dass je nach angestrebter Nutzenergieform und eingesetzten Energieträgern die Umwandlung nicht unmittelbar möglich ist, sondern in mehreren Schritten erfolgen muss. Beispielsweise wird die in fossilen Brennstoffen gespeicherte chemische Energie üblicherweise zunächst in elektrischen Strom umgewandelt, bevor dieser für betriebliche Beleuchtungszwecke Einsatz finden kann. Zwar ist hier grundsätzlich auch eine unmittelbare Umwandlung denkbar, etwa durch Verbrennung des Energieträgers in Form einer Kerze oder in Öl- oder Gaslampen. Die hierbei erzielbare Lichtausbeute erweist sich jedoch als so gering, dass bei vergleichbarer Beleuchtungsleistung die resultierenden Kosten die der elektrischen Lichterzeugung um einen Faktor von schätzungsweise 1000 übersteigen.²⁹⁴

Über diese umwandlungstechnischen Restriktionen hinaus sind solche Einschränkungen zu beachten, die sich aus den betriebsspezifischen Produktionsprozessen ergeben. So erfordern insbesondere Fertigungsverfahren der chemischen Industrie ein hohes Maß an Regelbarkeit und Gleichmäßigkeit der zur Produktion benötigten Prozesswärme. Als Folge wird diese zumeist nicht unmittelbar aus fossilen Brennstoffen gewonnen, sondern unter Einbeziehung eines zusätzlichen Umwandlungsschrittes durch elektrische Energie bereitgestellt.²⁹⁵ Gleiches gilt für die Erzeugung mechanischer Nutzkraft. Grundsätzlich kann diese sowohl mittels Verbrennungs- als auch Elektromotoren bereitgestellt werden. Je nach den betrieblichen Anforderungen hinsichtlich Leistung, Regelbarkeit, Lärm- oder Abgasentwicklung ist es jedoch wahrscheinlich, dass eine dieser beiden Optionen von vornherein ausscheidet. Überhaupt ist im Rahmen der Energieträgersubstitution insbesondere der elektrische Strom hervorzuheben, der hinsichtlich Anwendungskomfort und -vielseitigkeit gegenüber den fossilen Energieträgern eine Sonderposition einnimmt.²⁹⁶

Für die Wahl der genutzten Einsatzenergie ist schließlich nicht nur die für die Umwandlung unmittelbar erforderliche Technologie entscheidungsrelevant, sondern ebenfalls solche infrastrukturellen Einrichtungen, welche die Lagerung (wenn notwendig bzw. möglich), Transport und Verteilung der genutzten Energieträger ermöglichen. So ist etwa mit der Umstellung der Raumwärmeerzeugung von einer Gas- auf eine Ölheizung nicht nur der Austausch des Brenners erforderlich, zusätzlich ist ebenfalls ein entsprechender Öltank zu errichten, wohingegen die

²⁹⁴ Vgl.: ROSENBERG [1998, S. 10].

²⁹⁵ Vgl.: DEHLI [1998, S. 30].

²⁹⁶ Anderenfalls wäre der für die Stromerzeugung notwendige zusätzliche Umwandlungsschritt unter ökonomisch rationalen Gesichtspunkten kaum zu erklären, da dieser gemäß des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik zwangsläufig mit einem Verlust an technisch nutzbarer Energie einhergehen muss.

Speicherung von Erdgas üblicherweise von dem verantwortlichen EVU übernommen wird.

4.1.2 Energieeinsparung

Aufgrund der – zumindest partiellen – Substituierbarkeit von Energie und Kapital ist die qualitative Entscheidung hinsichtlich geeigneter Energie-/Technologie-Kombination zusätzlich um quantitative Abwägungen zu erweitern, in welchem Verhältnis diese beiden Faktoren im Rahmen der Umwandlung konkret einzusetzen sind. So ist davon auszugehen, dass durch einen Mehreinsatz an Kapital c. p. ein höherer Wirkungsgrad der Umwandlung realisiert werden kann, was Energieeinsparungen in Form einer verbesserten Energieeffizienz zur Folge hat.²⁹⁷ Als konkrete Beispiele lassen sich im Bereich der Wärmenutzung eine verbesserte Isolierung oder die Nutzung von (kapitalintensiveren) Brennwertkesseln aufführen. Grundsätzlich steht umgekehrt auch die Option offen, durch einen Mehreinsatz an Energie die Kapitalintensität des Umwandlungsprozesses zu reduzieren. Ebenfalls zur Substitution von Energie durch Kapital können Maßnahmen des Recyclings gezählt werden, die zwar nicht den Wirkungsgrad der Energieumwandlung unmittelbar erhöhen, die allerdings insbesondere im Rahmen der Wärmeerzeugung durch eine Wiederverwertung von Abfallstoffen als Brennstoffe und Abwärmenutzung Einsparungen bei den benötigten Energieträgern ermöglichen.²⁹⁸

Hingegen stellt die Substitution zwischen Energie und menschlicher Arbeit keine echte Managementoption dar. So lässt sich zwar feststellen, dass es im Rahmen einer zunehmenden Automatisierung von Fertigungsprozessen bisher zu einer Substitution von physischer Arbeit durch die betriebliche Nutzung von Energie gekommen ist,²⁹⁹ allerdings ist davon auszugehen, dass dieser Prozess nicht beliebig revidierbar ist. Der Grund hierfür ist, dass viele Fertigungsverfahren ohne den Einsatz energiebetriebener Anlagen nicht durchzuführen sind, die ein höheres Maß an Kraft und Präzision als menschliche Arbeitskräfte ermöglichen. Allenfalls ist eine Substitution von dispositiver Arbeit und Energieeinsatz denkbar, nämlich in dem Sinne, dass über die Etablierung eines betrieblichen Energiemanagements Möglichkeiten zur Einsparung der benötigten Energiemenge aufgezeigt werden können.³⁰⁰ Eine solche Substitution dürfte insbesondere vor dem Hintergrund an

²⁹⁷ Für die Differenzierung der unterschiedlichen Arten des Energiesparens vgl.: Kapitel 3.1.1.

²⁹⁸ Vgl.: HOFFMANN [1983, S. 172ff].

²⁹⁹ Vgl.: KRIEGSMANN [1981, S. 56ff].

³⁰⁰ Vgl.: HOFFMANN [1983, S. 169].

Bedeutung gewinnen, dass die durch den vermehrten Einsatz von Informationstechnologien zunehmende ‚Elektrizifizierung‘ der Unternehmensprozesse einerseits zu einem Anstieg des betrieblichen Strombedarfs geführt hat,³⁰¹ wobei ein Andauern dieses Prozesses aufgrund der steten Entwicklung neuer, auf Elektrizität basierender Anwendungstechnologien nicht ausgeschlossen werden kann. Gleichzeitig ergeben sich durch die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte – und insbesondere des Strommarkts – neue Optionen zur Reduktion der Energiekosten, die jedoch aufgrund ihrer erhöhten Komplexität intensivere Planungs- und Kontrollprozesse und somit einen Mehreinsatz an dispositiver Arbeit erfordern. In diesem Zusammenhang der Substitution von Energie durch dispositive Arbeit sind auch solche Energieeinsparungen einzuordnen, die durch verbesserte Verfahrenstechniken erzielt werden können, ohne dass die hierzu notwendigen Anlagen verändert werden. Als Beispiel könnte etwa die optimierte Anordnung der Radiatoren bei einem Trocknungsprozess genannt werden.

Wie im einleitenden Kapitel bereits herausgestellt, beschäftigt sich tatsächlich ein überwiegender Teil der energiemangementbezogenen Literatur explizit mit solcher Beseitigung von Ineffizienzen durch die Verbesserung von Verfahrenstechniken. Aufgrund der Vielfältigkeit der betrieblichen Energienutzung können Lösungen diesbezüglich allerdings nur auf Basis der prozessspezifischen Rahmenbedingungen im jeweils betrachteten Unternehmen erarbeitet werden, was dem hier angestrebten generellen Anspruch entgegensteht. Nicht zuletzt ist zu bedenken, dass für die Optimierung der verfahrenstechnischen Belange fundierte Kenntnisse der relevanten chemischen und physikalischen Vorgänge unerlässlich sind, was den wirtschaftswissenschaftlichen Rahmen dieser Arbeit sprengen würde. Entsprechend wird unterstellt, dass die jeweiligen Energie-/Technologiekombinationen aus ingenieurwissenschaftlicher Perspektive stets optimal realisiert werden, so dass Managementpotentiale auf Grundlage verfahrenstechnischer Optimierungen aus den weiteren Betrachtungen ausgeblendet werden.

³⁰¹ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 21].

4.1.3 Make-or-Buy Entscheidung

Die genannten Managementoptionen werden schließlich ergänzt um die grundsätzliche Entscheidung über die Eigenerzeugung oder des Fremdbezugs der erforderlichen Energien. Hierbei sind die Energiedienstleistungen aufgrund ihres nicht-stofflichen Charakters stets am Ort und zur Zeit ihres Bedarfes zu erzeugen, so dass ein Bezug von außerhalb des Betriebs grundsätzlich nicht in Frage kommt.³⁰² Gleiches gilt für diejenigen Formen von Nutzenergie, für die keine Transportinfrastruktur existiert, wie mechanische Kraft oder Licht. Aufgrund der lokalen Beschränktheit der Fernwärmeversorgung kann auch die benötigte thermische Energie nur in Einzelfällen fremd bezogen werden. Folglich bleibt als generell relevante Make-or-Buy Option die Entscheidung über die Art der Bereitstellung der im Betrieb genutzten elektrischen Energie.

Die Erzeugung von elektrischem Strom wird zum überwiegenden Teil in thermischen Kraftwerken vollzogen, in denen zunächst eine Umwandlung der chemischen Energie der jeweiligen Brennstoffe in Wärme stattfindet, aus der dann erst die erwünschte Elektrizität gewonnen werden kann. Ein wesentliches Merkmal dieser Technologie ist die deutliche Größendegression ihrer Durchschnittskosten, was auch der Grund für die generelle Struktur der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ist, bei der zentrale Erzeugungsanlagen mit hohen installierten Leistungen dominieren.³⁰³ Als Folge bedarf es eines entsprechend großen betrieblichen Stromverbrauchs, um nicht von vorneherein die Möglichkeit der Eigenerzeugung von Elektrizität ausschließen zu müssen.³⁰⁴ Nicht zuletzt auf diesen Sachverhalt ist es zurückzuführen, dass betriebliche Stromerzeugung in der Praxis häufig mit einer gekoppelten Wärmeerzeugung einhergeht,³⁰⁵ bei der die anfallende Abwärme nicht an die Umwelt abgegeben, sondern einem Wärmeverbraucher zugeführt wird. Hierdurch können höhere Gesamtwirkungsgrade als bei der getrennten Erzeugung erzielt werden, die den Größenvorteilen der öffentlichen Kraftwerke entgegenwirken. So wird der Wirkungsgradvorteil der gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung

³⁰² Diese Problemstellung kann allerdings im Rahmen von Contracting-Maßnahmen umgangen werden, wie sie in Kapitel 4.3.3 beschrieben werden.

³⁰³ Vgl.: HEUCK [1999, S. 2].

³⁰⁴ So betrug etwa der Anteil der in Industrie und Gewerbe betriebenen BHKW mit einer installierten Leistung von weniger als 500 kW 1998 lediglich knapp 28 Prozent, die durchschnittlich installierte Leistung industrieller Stromerzeugung hingegen gut 11 MW. Vgl.: VIK [2002, Tafel 101a und Tafel 80a].

³⁰⁵ So wurde im Jahr 2001 gut 87% der industriellen Eigenerzeugung in KWK-Prozessen erbracht. Vgl.: VIK [2003, Tafel 6.23.2].

gung in Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) auf bis zu 40 % geschätzt.³⁰⁶ Aufgrund der eingeschränkten Transportfähigkeit von Wärme ist der Einsatz von KWK allerdings nur dort möglich, wo ein ausreichend hoher lokaler Bedarf an thermischer Energie vorhanden ist.³⁰⁷ In diesem Kontext wird selbst von Seiten der Anlagenhersteller der Einsatz von KWK-Technologie, selbst in Form kleiner Blockheizkraftwerke, erst ab einem jährlichen betrieblichen Wärmebedarf von 100.000 kWh für sinnvoll erachtet.³⁰⁸

4.2 Analyse assoziierter Problemstellungen

4.2.1 Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen Energie- und Kapitaleinsatz bei der Energieumwandlung

Ausgangspunkt des Managements der Energieumwandlung ist der Sachverhalt, dass jeglicher Energieumwandlungsprozess neben den eingesetzten Energieträgern stets auch entsprechende Umwandlungstechnologien erfordert, etwa in Form von Heizkesseln, Motoren, Generatoren oder Leuchtmitteln. Werden diese Wirtschaftsgüter gemäß der kostentheoretischen Überlegungen des Kapitels 2.4.3 abstrahierend als Kapital aufgefasst, lassen sich so mit ‚Energie‘ und ‚Kapital‘ die beiden im Rahmen der betrieblichen Energienutzung relevanten Elementarfaktoren abgrenzen.³⁰⁹ Hierbei wird die benötigte Menge an Einsatzenergie auf der jeweiligen Umwandlungsstufe eindeutig durch den Betrag an zu erzeugender Ausbringungsenergie und dem zugehörigen Wirkungsgrad der Umwandlungstechnologie bestimmt. Generell gilt gemäß dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik, dass die technisch nutzbare Energiemenge mit jeder Umwandlung abnimmt und somit die Erzeugung einer beliebigen Energieform über mehrere Umwandlungsstufen c. p. in einem höheren Bedarf an Einsatzenergie resultiert.

Die Höhe des Wirkungsgrades wird auf physikalischer Ebene durch die Art der Einsatz- und Ausbringungsenergie bestimmt, da ‚ungeordnete‘ Energieformen wie thermische Energie sich aufgrund ihres verhältnismäßig niedrigen Exergieanteils – unabhängig von der verwendeten Umwandlungsmethode – nur zu einem geringeren Anteil in nutzbare Energieformen umwandeln lassen als ‚geordnete‘ Energien, wie

³⁰⁶ Vgl.: STARRMANN [2001, S. 36].

³⁰⁷ Vgl.: STARRMANN [2001, S. 4].

³⁰⁸ Vgl.: o. V. [2003a]. Dennoch kann der Betrieb solcher Anlagen auf für weniger energieintensive Unternehmen sinnvoll sein, etwa wenn sich diese in einem Gewerbepark in räumlicher Nähe zueinander befinden. Die sich im Rahmen der KWK-Erzeugung ergebenden Probleme werden in Kapitel 4.2.4 diskutiert.

³⁰⁹ Als Begründung für die Nichtberücksichtigung des Faktors ‚Arbeit‘ vgl.: Kapitel 4.1.2.

Elektrizität oder mechanische Energie. Darüber hinaus beeinflusst jedoch auch die Qualität der verwendeten Umwandlungstechnik die endgültige Höhe des Wirkungsgrades. So ist davon auszugehen, dass es im Zuge einer Energieumwandlung grundsätzlich auch zu Verlusten der Arbeitsfähigkeit kommt, die nicht physikalischen sondern vielmehr technischen Ursprungs sind, wie etwa auftretende Reibungskräfte oder ungewollte Wärmeabgaben an die Umwelt. Während sich physikalische Wirkungsgradverluste – außer durch einen Wechsel der Einsatzenergie – grundsätzlich nicht beeinflussen lassen, kann das Ausmaß des technisch begründeten Energieverlustes durch den Einsatz entsprechend höherwertiger Umwandlungsaggregate reduziert werden. Bezogen auf die eben angesprochenen Beispiele kann dies etwa durch die Verwendung leichtläufigerer Lager und besser isolierender Baumaterialien geschehen, was also einen Mehreinsatz von Kapital bedeutet. Geht man realistischerweise davon aus, dass der jeweilige Marktpreis der Technologien positiv mit ihrer Eignung zur Vermeidung von technischen Wirkungsgradverlusten korreliert ist, bleibt als Schlussfolgerung zunächst festzuhalten, dass mit einem Mehreinsatz von Kapital ein Mindereinsatz von Energie erreicht werden kann und umgekehrt, die Faktoren Energie und Kapital also zumindest partiell substituierbar sind. Wird entsprechend den Annahmen der neoklassischen Produktionstheorie zudem eine negative Grenzrate der Substitution sowie die Möglichkeit eines stetigen Einsatzes von Energie und Kapital unterstellt, lassen sich die unterschiedlichen Mengenkombinationen, mit welchen sich dieselbe Energiedienstleistung produzieren lässt, in einer zum Ursprung konvexen Isoquante abbilden, deren absolute Steigung das Substitutionsverhältnis der Einsatzfaktoren angibt.

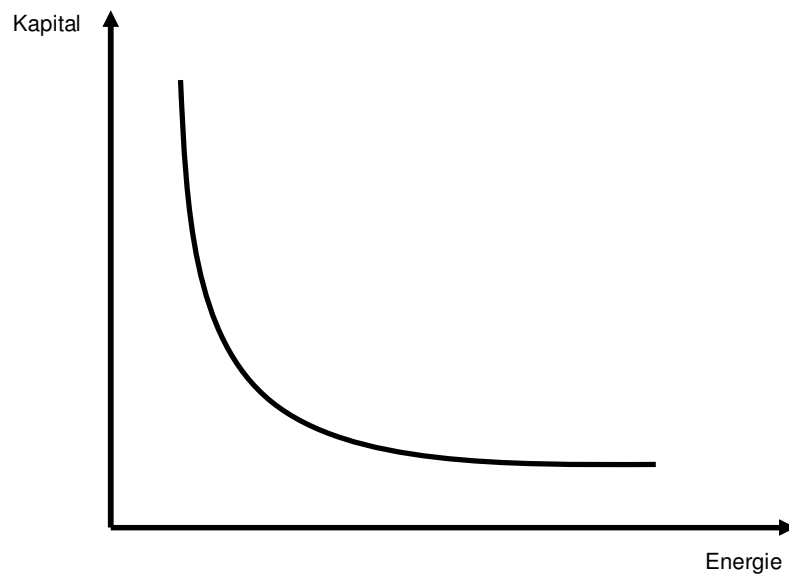


Abbildung 12: Substitutionsisoquante zwischen Energie und Kapital³¹⁰

Im Rahmen einer verfahrensübergreifenden Beschreibung der Kostenstruktur von Energieumwandlungsverfahren konnte ein derartiger Isoquantenverlauf von BARNERT³¹¹ bestätigt und dahingehend spezifiziert werden, als sich der Zusammenhang zwischen eingesetztem Kapital (KA) und Wirkungsgrad (η) der untersuchten Umwandlungsverfahren formal beschreiben lässt, mit:³¹²

$$KA = \frac{A}{(1-\eta)^\alpha}$$

Der konstante Basiswert A stellt hierbei die für die jeweilige Umwandlung minimale Kapitalmenge dar und definiert somit die untere Grenze des partiell substituierbaren Bereichs, während der Exponent α als Bestimmungsfaktor der Grenzrate der Substitution zu interpretieren ist. Beide Parameter sind durch das jeweilige Energieumwandlungs-Verfahren bestimmt, wobei jedoch grundsätzlich gilt, dass A und α natürliche Zahlen größer 0 sind.³¹³ Die Kapitalmenge Ka besteht somit aus zwei Anteilen, nämlich aus einem „wirkungsgrad-unabhängigen Basiswert“³¹⁴ (eben in

³¹⁰ Quelle.: ELLWANGER [1996, S. 27].

³¹¹ Vgl.: BARNERT [1986].

³¹² Vgl.: Ebd., S. 3.

³¹³ Vgl.: Ebd., S. 4.

³¹⁴ Ebd., S.3, 5.

Höhe A , der im Folgenden im Sinne einer konsistenten Deklaration als Ka_0 bezeichnet werden soll) und einem „wirkungsgrad-produzierenden Zusatzwert“³¹⁵, der im Weiteren $K\Delta$ genannt wird. Um den expliziten Zusammenhang zwischen der eingesetzten Kapitalmenge und der dann noch benötigten Menge an Einsatzenergie darzustellen, ist für den Wirkungsgrad seine energetische Definition:

$$\eta = \frac{X_{ET}^{out}}{X_{ET}^{in}},$$

mit: X_{ET}^{out} (nutzbare) ausgebrachte Energiemenge
 X_{ET}^{in} eingesetzte Energiemenge

in die Gleichung einzusetzen und nach der Menge an eingesetzter Energie aufzulösen:

$$X_{ET}^{in} = \left(1 - \frac{Ka_0}{Ka_0 + K\Delta}\right)^{\frac{1}{\alpha}} \cdot X_{ET}^{out}$$

Unabhängig von der spezifischen Größe von Ka_0 und α strebt der Term mit steigendem $K\Delta$ gegen X_{ET}^{out} , bis hypothetisch bei einer unendlich großen Aufwendung an wirkungsgrad-produzierendem Kapital die erzeugte Energiemenge nicht geringer ist als die eingesetzte Energiemenge, so dass mit Ka_0 und X_{ET}^{out} die Grenzen des partiellen Substitutionsbereiches angegeben sind.

Ließen sich nun all diejenigen Umwandlungsprozesse über einen derartigen funktionalen Zusammenhang definieren, die für die Bereitstellung der benötigten Ausbringungsenergie hinsichtlich der vorgegebenen Qualität und Quantität in Frage kommen, so könnte in einer Extremwertrechnung eindeutig das entsprechende gesamtkostenminimale Einsatzverhältnis von Energie und Kapital ermittelt werden, oder anders ausgedrückt: Das optimale Ausmaß an Energieeinsparung³¹⁶ für die möglichen Bereitstellungsalternativen könnte bestimmt werden. Durch einen Vergleich dieser kostenminimalen Alternativen untereinander und mit der Option des Fremdbezugs – sofern dieser denn möglich ist – könnte schließlich die Entscheidung über die Art der eingesetzten Energie im Fall der Eigenerzeugung bzw. über den Fremdbezug getroffen werden.

³¹⁵ Ebd.

³¹⁶ Hier geht es nicht um eine rationelle Energieverwendung, die ja einen geringeren Energieeinsatz bei sonst gleichem Faktoreinsatz und gleichem Output bedeutet. Für Energieeinsparungen hingegen ist es notwendig, für einen geringeren Energieeinsatz c. p. mehr an Kapital aufzuwenden.

Dass dies jedoch lediglich als eine idealisierte Hypothese gelten kann, ist unschwer nachzuvollziehen. So bedeutet zunächst einmal die schiere Vielzahl und Vielfalt möglicher Energieumwandlungen eine nicht überschaubare Menge potentieller Erkenntnisobjekte, wobei erschwerend hinzu kommt, dass ein Transfer bereits erhobener Faktoren aufgrund der unternehmensindividuellen Ausgestaltung der Energienutzung allenfalls stark eingeschränkt erfolgen kann. Vor allem ist nicht zu erwarten, dass sich der tatsächlich beobachtbare Zusammenhang zwischen Energie- und Kapitalmenge für sämtliche Umwandlungsprozesse in einer solchen, verhältnismäßig einfachen Exponentialfunktion abbilden lässt. Vielmehr ist davon auszugehen, dass hierfür allenfalls eine Funktion in Frage kommt, deren Verlauf nicht überall deterministisch bestimmt, sondern durch Unsicherheiten gekennzeichnet ist. Darüber hinaus kann aufgrund des hohen Abstraktionsgrades des Kapitaleinsatzes nicht einmal unterstellt werden, dass es sich hierbei um eine eindeutige Korrelation handelt. So kann etwa für Maßnahmen der Wärmedämmung der gleiche Kapitaleinsatz für Energieeinsparungen entweder ein Mehr an Dämmstoffen oder aber den Einsatz höherwertiger Materialien bedeuten, was jedoch nicht zwangsläufig auch den gleichen resultierenden Energiebedarf nach sich zieht. Schließlich darf nicht verkannt werden, dass die funktionale Bestimmung des Zusammenhangs zwischen Energie- und Kapitaleinsatz – sofern sie denn möglich ist – stets nur eine Momentaufnahme bilden kann, da sich mit der Entwicklung neuer Technologien und Materialien auch neue Möglichkeiten der Energieeinsparung ergeben werden. Entsprechend muss die Möglichkeit der formalen Ermittlung eines eindeutigen, sicheren und absoluten Gesamtkostenminimums in der Regel ausgeschlossen werden.

Für die Praxis ist allerdings festzustellen, dass dem Entscheidungsträger aufgrund der einschränkenden betriebsspezifischen Anforderungen und technologischen Möglichkeiten zumeist nur eine begrenzte Menge von Alternativen zur Verfügung steht, die hinsichtlich Art und Menge des jeweiligen Energie- und Kapitaleinsatz wohl definiert und kaum variierbar ist. Dies gilt nicht zuletzt auch vor dem Hintergrund der bereits angesprochenen Kombination von Umwandlungs- und Anwendungstechnologie in einem einzigen Aggregat. Bei solchen – die Regel darstellenden – Investitionsobjekten ist die Energieeffizienz lediglich als eine von mehreren Ausprägungsmerkmalen für die Entscheidung zumeist sogar nur von untergeordneter Bedeutung. Wichtiger als der resultierende Energieeinsatz sind üblicherweise andere Faktoren, wie Anwendungsflexibilität, Bedienkomfort, Kompatibilität und

(funktionale) Leistungsfähigkeit.³¹⁷ Es gilt somit ‚lediglich‘, aus der diskreten Menge noch möglicher Gestaltungsoptionen diejenige auszuwählen, die gegenüber den anderen c. p. mit den geringsten Gesamtkosten realisiert werden kann, die also im relativen Sinne die ökonomisch rationale Lösung darstellt. Im Rahmen eines solchen Second-Best Ansatzes lassen sich auch die zuvor aufgeführten Kritikpunkte zu weiten Teilen entkräften oder zumindest abschwächen.

Als Ergebnis kann so eine zwar relative, aber dafür eindeutige Lösung gewonnen werden, die zudem mit weniger Unsicherheiten behaftet ist. Bei der Ermittlung der jeweiligen Gesamtkosten macht daher auch weniger die Bestimmung der notwendigen Energie- und Kapitalmengen Schwierigkeiten, die ja durch die möglichen Optionen weitgehend vorgegeben sind. Vielmehr ergibt sich das Hauptproblem aus der notwendigen Bewertung der eingesetzten Elementarfaktoren, konkret also der Ermittlung der über den Planungszeitraum anzusetzenden Kalkulationszinsen bzw. der zu erwartenden Energiepreisentwicklungen. Auch sind (wie im Rahmen einer jeden Investitionsentscheidung) Unsicherheiten zu berücksichtigen, denen wegen der oftmals langen Planungszeiträume allerdings besondere Bedeutung zukommt. Schließlich ergeben sich im Fall der KWK-Nutzung zusätzliche Problemstellungen aufgrund der hier vorliegenden Kuppelproduktion, was vor allem die Anlagenauslegung oder Kostenzurechnung anbelangt.

4.2.2 Der optimale Ersatzzeitpunkt des energiewirtschaftlich relevanten Kapitalstocks

Eine grundsätzliche Problemstellung, die sich in diesem Zusammenhang stellt, ist die Bestimmung des optimalen Ersatzzeitpunkts des energiewirtschaftlich relevanten Kapitalstocks. So ist ein Anlagenersatz nur dann ökonomisch rational, wenn sich dieser gegenüber dem Betrieb von Bestandsanlagen als kostengünstiger erweist. Zu beachten ist hierbei, dass die Gesamtkosten der Ersatzanlage (also investitionsbedingte, betriebsbedingte und verbrauchsbedingte Kosten) mit den vermeidbaren Kosten der bestehenden Anlagen zu vergleichen sind. Hierbei gilt jedoch zu beachten, dass sich die fixen Kosten einer Bestandsanlage auch durch deren Nicht-Betrieb bzw. deren völliger Stilllegung nicht vermeiden lassen und als ‚versunkene Kosten‘ nicht in die Betrachtung mit einfließen. Vielmehr sind für die Beurteilung von Bestandsanlagen lediglich die kurzfristigen Grenzkosten relevant. Diese wiederum werden maßgeblich bestimmt durch die Brennstoffpreise und den Wirkungsgrad,

³¹⁷ Als Beispiel mag wiederum auf die in Kapitel 2.1.2 erwähnte Entscheidung über den Kauf eines Computersystems verwiesen werden.

aber auch durch die Wartungs- und Instandhaltungskosten. Insbesondere ein Anstieg der zuletzt genannten Kostenart aufgrund der mit dem Alter zunehmenden Reparaturbedürftigkeit sowie ein sich mit der Zeit verschlechternder Wirkungsgrad resultieren langfristig in einer überproportionalen Kostenseigerung der Altanlage im Vergleich zu einer potentiellen Neuanlage. Der optimale Zubauzeitpunkt ist grundsätzlich dann erreicht, wenn die (kurzfristig variablen) vermeidbaren Kosten der alten Anlage die Kosten des Baus und Betriebs der Ersatzanlage übersteigen:

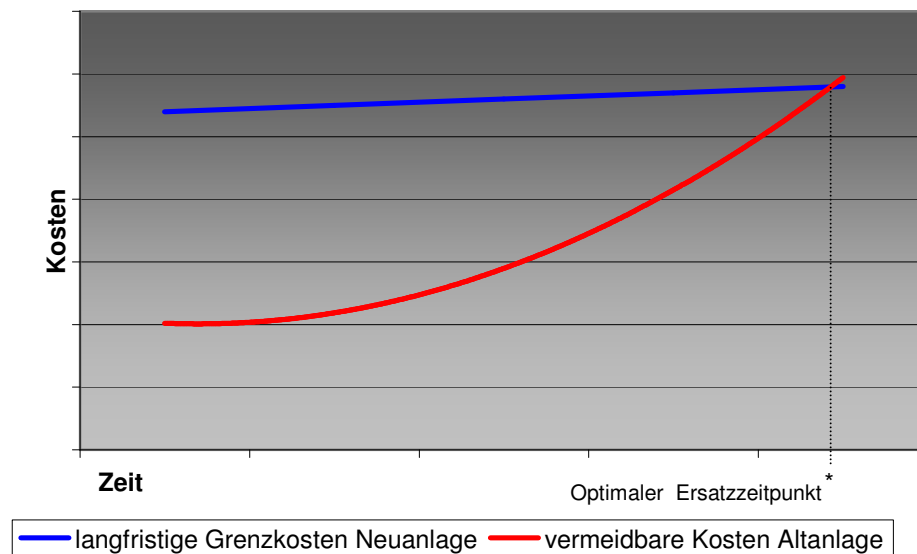


Abbildung 13: Kostendeterminierter Anlagenersatz (I)³¹⁸

Der tatsächliche Kostenverlauf einer bestehenden Anlage ist jedoch nicht nur durch deren Alter bestimmt. Dieser hängt vielmehr vom generellen Erhaltungszustand der Anlage ab, der durch den tatsächlichen Einsatz, aber auch durch vorbeugende Wartung entscheidend beeinflusst werden kann. Vor allem aber ist für den Ersatzzeitpunkt die Relation der vermeidbaren Kosten zwischen Alt- und Neuanlage relevant. Selbst wenn die variablen Kosten einer vorhandenen Anlage überproportional ansteigen, kann der optimale Ersatzzeitpunkt in ferner Zukunft liegen, falls die variablen Kosten lediglich einen geringen Anteil der gesamten Energiekosten ausmachen. Wie zuvor festgestellt, ist gerade diese Situation typisch für die betriebliche Energienutzung.

Aus diesem Grund ist es wahrscheinlicher, dass der Ersatzzeitpunkt weniger durch die stetig steigenden Verbrauchskosten bestimmt wird, als vielmehr durch kurz- bis

³¹⁸ Quelle: Eigen Darstellung.

mittelfristig anstehende Reparaturen der Bestandsanlagen, die einen abrupten Sprung der Kosten auf ein höheres Niveau bedingen:

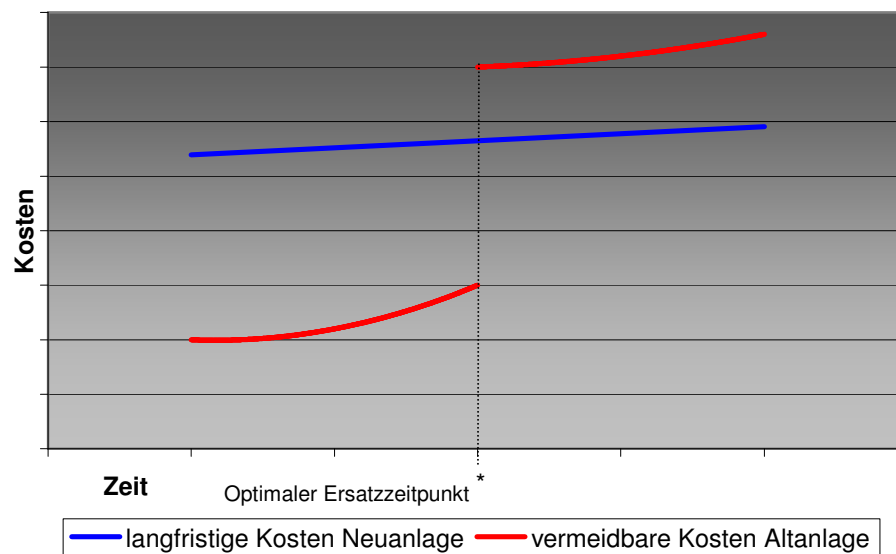


Abbildung 14: Kostendeterminierter Anlagenersatz (II)³¹⁹

Der Zeitpunkt solcher Reparaturen ist jedoch keinesfalls pauschal zu bestimmen, sondern kann lediglich für den Einzelfall abgeschätzt werden, da die hierfür relevanten Ansprüche hinsichtlich Rentabilität, Liquidität, Amortisationszeit, etc. je nach Unternehmenstyp deutlich variieren.³²⁰ Aufgrund des engen Bezugs zur Fertigung, bestimmen mehr noch als solche finanzierungsspezifischen Vorgaben produktionstechnische Anforderungen den Wartungs- bzw. Reparaturbedarf des energiewirtschaftlichen Kapitalstocks. Wann also der optimale Ersatzzeitpunkt konkret erreicht ist, ergibt sich nicht zuletzt aus den quantitativen und qualitativen Ansprüchen, denen die gefertigten Produkte zu genügen haben.

³¹⁹ Quelle: Eigene Darstellung.

³²⁰ Vgl.: SCHMITT [2004a, S. 21].

4.2.3 Bestimmung des Kalkulationszinses

Kalkulationszinsen lassen sich als Wertkomponente des zeitlichen Vorrätigkeitsverbrauchs der in Gebrauchsgütern gebundenen Kapitalmenge auffassen. Durch die Bereitstellung von Wirtschaftsgütern, die keinem unmittelbaren, sofortigen Verbrauch unterliegen, wird für die Dauer ihrer Nutzung „Geld für Investitionszwecke“³²¹ im Unternehmen gebunden, das keiner sonstigen zielführenden Verwendung mehr zufließen kann. Entsprechend lässt sich der Kalkulationszins auch als Preis für die Hinnahme von finanzieller Inflexibilität durch die Aufgabe von Liquidität interpretieren. Ist also für eine gegebene Kapitalmenge die Entscheidung darüber zu treffen, ob diese in Form liquider Mittel gehalten, oder aber in – verhältnismäßig illiquiden – Gebrauchsgütern investiert werden soll, so kommt eine Investition c. p. nur dann in Betracht, wenn deren nachteilige Kapitalbindung gegenüber der Haltung liquider Mittel durch eine Vermögensmehrung ausgeglichen werden kann,³²² die dann explizit durch eine bestimmte Renditeforderung in Höhe des Kalkulationszinses Ausdruck findet.³²³

In diesem Zusammenhang erweist sich die objektive Bestimmung des Zinssatzes als äußerst problematisch: Allein unter der Annahme eines vollkommenen Kapitalmarkts und sicherer Erwartungen lässt sich zeigen, dass sich unabhängig von individuellen Präferenzen der Entscheidungsträger hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit liquider Mittel, stets ein einheitlicher Kalkulationszinssatz in Höhe des Marktzinses bildet.³²⁴ In allen übrigen Situationen, also unter Unsicherheit, bei einem unvollkommenen oder gar nicht-vorhandenen Kapitalmarkt, ist die individuelle Quantifizierung des internen Zinsniveaus nach unternehmensspezifischen Kriterien unumgänglich.

In diesem Fall wäre der Kalkulationszins nur dann vergleichsweise einfach zu bestimmen, wenn das betrieblich genutzte Kapital ausschließlich aus fremden Quellen bezogen würde und so die unternehmensindividuellen Finanzierungskosten als Äquivalenzgröße der Kapitalkosten Verwendung finden könnten. Eine derartige Finanzierungssituation ist jedoch für die betriebliche Praxis schon aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen hinsichtlich des für eine Unternehmensgründung zu hinterlegenden Eigenkapitals nicht realistisch. Vielmehr muss davon ausgegangen

³²¹ PREISER [1961, S. 103].

³²² Vgl.: FRANKE [1990, S. 101].

³²³ Vgl.: SÜCHTING [1995, S. 420].

³²⁴ Vgl.: FRANKE [1990, S. 102-106].

werden, dass das für die Betriebstätigkeit verwendete Kapital sowohl durch eine Fremdfinanzierung als auch durch eigene Mittel bereitgestellt wird, was die Frage aufwirft, wie sich die Finanzierungsstruktur der betrachteten Gebrauchsgüter auf deren Kapitalkosten auswirkt. Folgt man in diesem Zusammenhang der Theorie von MODIGLIANI und MILLER, so erweisen sich die Kapitalkosten mischfinanzierter Gebrauchsgüter als unabhängig von dem Verhältnis zwischen Eigen- und Fremdvermögen. Vielmehr entspricht der anzusetzende Kalkulationszins stets „den Eigenkapitalkosten der ganz ohne Fremdkapital arbeitenden Unternehmung“³²⁵, was offensichtlich eine explizite Bestimmung der Kosten von Eigenkapital unumgänglich macht.

Während grundsätzlich Einigkeit darüber herrscht, dass Eigenkapital aufgrund der höheren steuerlichen Belastungen und der zusätzlichen Gefahr des Eigenkapitalverlustes zu einer stärkeren Kostenbelastung führt als der entsprechende Betrag an Fremdkapital, erweist sich doch die konkrete Bestimmung der Eigenkapitalkosten als durchaus problematisch. Zurückzuführen ist dies auf den Umstand, dass für die Kosten des gebundenen Eigenkapitals ein objektiver Bewertungsparameter, wie ihn etwa der entsprechende Marktzins für aufgenommenes Fremdkapital darstellt, nicht ausgemacht werden kann. Vielmehr richtet sich die von den Eigenkapitalgebern geforderte Rendite nach deren subjektiven Präferenzen hinsichtlich Liquidität und – im Fall von Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen – Risiko. Da diese jedoch je nach Entscheidungsträger unterschiedlich ausgeprägt sind, ist eine Quantifizierung der Kapitalkosten mischfinanzierter Gebrauchsgüter nach objektiven Kriterien per se nicht möglich.³²⁶

Ein Vorschlag zur Handhabung dieser Problemstellung liegt darin, den Kalkulationszinssatz an der langfristigen Durchschnittsrentabilität auszurichten, die in der Vergangenheit in dem jeweils betrachteten Unternehmen erwirtschaftet werden konnte.³²⁷ Als Begründung wird angeführt, dass diese das Anspruchsniveau der Kapitalgeber hinsichtlich der langfristig gewünschten Durchschnittsverzinsung darstellen. Zudem könne angenommen werden, dass freiwerdende Mittel genau zu diesem Zins angelegt würden, da es offensichtlich auch in der Vergangenheit möglich war, eine Eigenkapitalverzinsung in dieser Höhe zu gewährleisten. Dieser Argumentation ist aber entgegen zu halten, dass Reinvestitionen zu einem unveränderten Kalkulationszinssatz kaum wahrscheinlich sind. Zudem wird hierbei dem

³²⁵ HAX [1979, S. 162].

³²⁶ Vgl.: PERRIDON [1999, S. 85].

³²⁷ Vgl.: ALBACH [1962, S. 86f].

betrieblichen Ziel der Rentabilitätsverbesserung keine Rechnung getragen, da lediglich ein Absinken der Rentabilität verhindert wird.³²⁸

Führt man sich vor Augen, dass der Kalkulationszinssatz einen Wert dafür angeben soll, dass die im Betriebsmittel gebundene Kapitalmenge keiner anderen Verwendung zugeführt werden kann, so scheint weiterhin eine Quantifizierung nach Maßgabe des – aufgrund der Investition nicht mehr erzielbaren – Nutzens von Alternativverwendungen plausibel, also nach Maßgabe der Opportunitätskosten. Hierbei entspricht der Kalkulationszinssatz genau derjenigen Rentabilität, die mit der nächstbesten Alternative erzielt werden könnte.³²⁹ So schlüssig dieser Ansatz aus theoretischer Perspektive auch sein mag, so problematisch erweist sich doch seine konkrete Umsetzung. Denn hierfür müsste die nächstbeste Alternative ja bereits im Vorfeld bekannt sein. Ist dies jedoch der Fall, erübrigt sich jede weitere Rechnung, da dann der beste und somit ökonomisch rationale Handlungspfad – dessen Bestimmung ja das eigentliche Ziel der Wirtschaftlichkeitsrechnung ist – bereits gefunden wurde. „Der Kalkulationszinsfuß ist also Abfallprodukt des Ergebnisses und nicht Voraussetzung der Ergebnisermittlung.“³³⁰

Auch die Behandlung von Aufschlägen auf den Kalkulationszins infolge von Unsicherheiten wird kontrovers diskutiert. So wird etwa vorgeschlagen, den Kalkulationszins im Fall von Risiko daran auszurichten, wie der Markt unsichere Gewinnerwartungen diskontiert.³³¹ Als gängige Methode wird in diesem Zusammenhang das Capital Asset Pricing Model (CAPM) genannt.³³² Das der Kapitalmarkttheorie entnommene Modell ermittelt den Kalkulationszins einer Investition nach Maßgabe einer Wertpapieranlage der gleichen Risikoklasse. Diese wiederum ist als sog. ‚ β -Faktor‘ durch die Varianz der erwarteten Wertpapierrendite und die Kovarianz zwischen der erwarteten Marktrendite und Wertpapierrendite bestimmt.³³³ Hierbei gibt die Varianz die Streuung der prognostizierten Wertpapierrendite um deren Erwartungswert an, wohingegen die Kovarianz beschreibt, um welches Maß sich die erwartete Wertpapierrendite bei einer Variation der Marktrendite verändert.

Um dieses Modell für die Ermittlung des Kalkulationszinsses einer Investition in Realgüter nutzen zu können, ist es zur Bestimmung der konkreten Risikoklasse also

³²⁸ Vgl.: SWOBIDA [1961, S. 98].

³²⁹ Vgl.: PERRIDON [1999, S. 87].

³³⁰ Ebd.

³³¹ Vgl.: HAX [1964, S. 193].

³³² Vgl.: KRUSCHWITZ [2003, S. 364].

³³³ Vgl.: Ebd., S. 368.

notwendig, Kenntnis über die Varianz der Investitionsrendite und über die Kovarianz zwischen Unternehmensrendite und Investitionsrendite zu besitzen. Diese Bestimmung des β -Faktors erweist sich in der Praxis als nicht unproblematisch, da eine ex ante Abschätzung der Bedeutung einer einzelnen Investition für die Risikosituation der gesamten Unternehmung kaum zu leisten ist. Allerdings lassen sich die β -Faktoren notierter Unternehmen anhand ihrer Kursentwicklung im Vergleich zur Gesamtmarktentwicklung ableiten.³³⁴ Die so ermittelten Risikoklassen können aber nur dann auf projektspezifische Investitionen übertragen werden, wenn diese zur Aufrechterhaltung oder Erweiterung der Unternehmenskapazität getätigt werden, ohne dass hierdurch die Art der Geschäftstätigkeit – und damit die als gegeben unterstellte und der Bewertung zugrunde liegende Risikoklasse – verändert wird.³³⁵ Interessanterweise trifft genau dies auf Maßnahmen der Energieeinsparung zu, die ja eine Substitution zwischen Energie und Kapital bezwecken, ohne hierbei allerdings die Qualität der resultierenden Energiedienstleistung zu beeinflussen. Insofern könnte das CAPM zunächst als geeignete Methode zur Bestimmung des Risikozuschlags für den Kalkulationszins von Investitionen in energiesparende Anlagen erscheinen. Allerdings wird in diesem Zusammenhang nicht beachtet, dass – obwohl keine Veränderung der eigentlichen Geschäftstätigkeit erfolgt – Energieeinsparungen doch Einfluss auf die Risikoklasse des Unternehmens ausüben, nämlich dahingehend, dass dieses gegenüber Energiepreisschwankungen weniger anfällig ist.³³⁶ Insofern kommen jüngere Forschungen auch zu dem Ergebnis, dass die Kalkulationszinssätze für Investitionen in energiesparende Anlagen durchweg zu hoch angesetzt sind, mit der Folge, dass Effizienz steigernde Maßnahmen unterbleiben.³³⁷

Nicht zuletzt aufgrund der problematischen Bestimmung des ‚richtigen‘ Risikozuschlages wird gefordert, den Kalkulationszinssatz zunächst freizuhalten von Elementen, die auf investitionsbedingte Ungewissheiten abstellen, diesen also nicht als Instrument zur rechentechnischen Eliminierung von Risiken zu verstehen, was vielmehr im Rahmen der eigentlichen Wirtschaftlichkeitsrechnung zu leisten ist.³³⁸ Dennoch kann in der Praxis nicht davon ausgegangen werden, dass das mit einer Investition verbundene Risiko ohne Auswirkung auf den Kalkulationszins bleiben

³³⁴ Vgl.: Ebd., S. 386.

³³⁵ Vgl.: GÖTZE [2004, S. 394].

³³⁶ Vgl.: KREUZBERG [1996]

³³⁷ Ebd.

³³⁸ Vgl.: FRISCHMUTH [1969, S. 123].

wird, weil auch die Fremdkapitalkosten als Zinskomponente berücksichtigt werden müssen. Diese – und damit auch der Kalkulationszins – werden umso höher sein, je risikoreicher die Kapitalgeber das Investitionsprojekt einschätzen.

4.2.4 Die Preisbildung der Endenergieträger

4.2.4.1 Vorüberlegungen – Grundsätzliche Preisbildungsmechanismen

Ebenso wie der Kalkulationszins die Wertkomponente der Kapitalkosten darstellt, ist mit dem Preis der bezogenen Endenergie – im Wesentlichen Elektrizität, Erdgas, Mineralölprodukte und Kohle – das entsprechende Pendant der Energiekosten zu identifizieren. Für die Planung der kostenoptimalen Gestaltung der Energieumwandlung ist daher notwendigerweise auch zu klären, welche Preise für die zu beziehende Endenergie bezahlt werden müssen und vor allem, wie diese sich innerhalb der Planungsperiode entwickeln könnten. Insofern ist es auch im Rahmen eines betrieblichen Energiemanagements notwendig, auf die Preisbildung der nachgefragten Endenergieträger einzugehen. Der Betrachtungszeitraum beschränkt sich dabei nicht auf einen kurzfristigen Horizont, sondern ist vielmehr langfristig angelegt, nämlich mindestens über die Nutzungsdauer der jeweiligen Umwandlungsanlagen. Hierfür ist es notwendig, sich – zumindest in Ansätzen – mit den Preisbildungsmechanismen auf den einzelnen Energiemärkten zu befassen.

Wie bereits in den vorangegangenen Ausführungen deutlich wurde, stehen in diesem Kontext fast alle der zu beziehenden Endenergieträger hinsichtlich ihrer Verwendungsmöglichkeiten untereinander in einem substitutiven Wettbewerb. Je nach Tiefe und Art der innerbetrieblichen Umwandlung kann prinzipiell jede Energiedienstleistung durch den alternativen Einsatz mindestens zweier unterschiedlicher Endenergieträger bereitgestellt werden. Einschränkung erfährt dies allenfalls durch technologische Standards, denen eine dominierende Marktstellung zukommt, wie etwa dem Verbrennungsmotor im Verkehrssektor. Jedoch ist auch in solchen Marktsegmenten die potentielle Verwendung alternativer Energieträger nicht von vorneherein auszuschließen, wie derzeitige Planungen und Maßnahmen zur Etablierung erdgasbetriebener Fahrzeuge zeigen. Über diesen Substitutionswettbewerb hinaus stehen die Energieanbieter auf den einzelnen Teilmärkten zudem in direktem Wettbewerb, der mit der Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte – zumindest prinzipiell – auch für Strom und Erdgas Relevanz besitzt.

Als Folge ist davon auszugehen, dass die langfristige Preisuntergrenze des Angebots gegen die langfristigen Grenzkosten der jeweiligen Grenzanbieter tendieren, also gegen deren durchschnittliche Vollkosten.³³⁹ Fiele der erzielbare Preis langfristig unter dieses Niveau, würden die ungünstigsten Anbieter aus dem Markt ausscheiden und – konstanten Bedarf vorausgesetzt – so einen Nachfrageüberhang begünstigen, der Spielräume für Preiserhöhungen eröffnete. Diese jedoch würden dann wiederum einen Anreiz für potentielle Anbieter schaffen, tatsächlich auf dem Markt tätig zu werden, so dass sich der Preis tendenziell wieder auf sein Ausgangsniveau zurückbewegen würde. Andererseits ist aber auch bei einem eingeschränkten direkten Wettbewerb die langfristige Preisobergrenze auf diesem Teilmarkt durch die vermeidbaren Kosten des für die Energiedienstleistung alternativ einsetzbaren Energieträgers und der hierfür notwendigen Technologien bestimmt. Wird nämlich dieser anlegbare Preis langfristig überschritten, so wird ein ökonomisch rational handelnder Konsument seine innerbetrieblichen Umwandlungsprozesse für eine kostenminimale Energienutzung auf eben diese alternative Endenergie umstellen.

Unter kurz- und mittelfristigem Aspekt sind jedoch aufgrund der hohen Kapitalintensität der Energieversorgung und -nutzung erhebliche Abweichungen von diesen langfristigen Preispfaden denkbar. So können durch einen Nicht-Betrieb bestehender Produktions- und Transportanlagen deren Kapitalkosten als versunkene Kosten nicht mehr vermieden werden. Dies hat zur Konsequenz, dass Energieversorger ihr Angebot in diesem Falle solange aufrecht erhalten, wie hierdurch positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, die variablen Kosten also durch den Marktpreis gedeckt werden. Andererseits werden die Abnehmer eines bestimmten Energieträgers erst dann kurzfristig auf einen alternativen Prozess zur Deckung ihres Energiedienstleistungsbedarfs zurückgreifen, wenn die hierdurch vermeidbaren variablen Kosten der bisherigen Nutzung die Gesamtkosten der Alternative übersteigen. Dies ist jedoch aufgrund der relativ hohen Kapitalintensität der Energienutzung nur im Fall von Ersatzinvestitionen zu erwarten.³⁴⁰ Als Folge ist kurz- bis mittelfristig sowohl angebots- als auch nachfrageseitig mit einer im Vergleich zu anderen Produkten sehr niedrigen Preiselastizität des Angebots und der Nachfrage zu rechnen. Über diese grundlegenden Marktmechanismen hinaus wird der Endenergiepreis zu einem nicht unerheblichen Maße durch direkte und indirekte politische Eingriffe auf dem jeweiligen Teilmarkt beeinflusst, denen zum

³³⁹ Vgl.: SCHIFFER [2002, S. 227ff].

³⁴⁰ Vgl.: SCHMITT [2004a, S. 20].

Teil sogar ein deutlich höheres Gewicht bei der Bestimmung der Preise zukommt, als den Kosten der Förderung, der Veredelung und Umwandlung und des Transports.

Entscheidungen über die Ausgestaltung der betrieblichen Energieumwandlung erfordern neben den derzeitigen Bezugspreisen der in Frage kommenden Endenergien auch eine Prognose über deren Entwicklung während der betrachteten Planungsperiode. Offensichtlich können hierzu jedoch nur dann fundierte Aussagen getroffen werden, wenn die relevanten preisbestimmenden Faktoren auf den jeweiligen Teilmärkten bekannt sind über deren grundsätzlichen Zusammenhänge Klarheit herrscht, wie sie im Folgenden beschrieben werden.

4.2.4.2 Nicht-leitungsgebundene Energieträger – Mineralöle und Kohlen

Das Mineralöl hat sich seit geraumer Zeit zum mengenmäßig wichtigsten Primärenergieträger der Bundesrepublik entwickelt. So entfielen vom gesamten Primärenergiebedarf des Jahres 2003 in Höhe von 14.451 PJ mit 5.281 PJ rd. 35 % auf diesen Energieträger.³⁴¹ Entsprechendes gilt für die als Endenergieträger abgesetzten Mineralölprodukte leichtes und schweres Heizöl sowie die unterschiedlichen Kraftstoffe, deren kumulierter Anteil am Endenergieverbrauch mehr als 42 % ausmachte.³⁴² Gleichzeitig kennzeichnet den bundesdeutschen Markt für Rohöl eine außerordentlich hohe Importquote von mehr als 95 %. Als Folge weist die inländische Preisentwicklung der Mineralölprodukte eine starke Abhängigkeit von internationalen Märkten auf, insbesondere dem Anbieterkartell der OPEC sowie dem Spot- und Cargo-Markt in Rotterdam.

Die einzelnen Mineralölprodukte werden grundsätzlich auf eigenständigen und teilweise gänzlich voneinander getrennten Märkten gehandelt, die sich sowohl hinsichtlich der Angebotsstruktur als auch der substitutiven Konkurrenzsituation unterscheiden, so dass streng genommen nicht von *einem* einheitlichen Mineralölmarkt gesprochen werden kann.³⁴³ Andererseits sind alle Teilmärkte trotz ihrer insgesamt heterogenen Anbieterstruktur durch ein hohes Maß an vertikaler Integration der Angebotsseite gekennzeichnet, die zudem mit starker direkter Konkurrenz konfrontiert ist.³⁴⁴ Diese beschränkt sich nicht nur auf den Wettbewerb etablierter

³⁴¹ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 4].

³⁴² Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 6].

³⁴³ Vgl.: SCHULZ [1994, S. 123].

³⁴⁴ Vgl.: SCHIFFER [2002, S. 229].

Anbieter, sondern wird zudem durch potentielle Newcomer verstärkt, denen der Marktzutritt ohne Einschränkungen offen steht.³⁴⁵ Zusätzlich stehen zumindest die Heizölprodukte in substitutiver Konkurrenz insbesondere gegenüber Gas aber auch Elektrizität und Fernwärme auf dem Raumwärmemarkt.

Das überragende Gewicht an den Produktionskosten der Mineralölprodukte kommt den Rohölbezugskosten zu,³⁴⁶ welche wiederum zu einem erheblichen Maß durch das Angebotsverhalten der wichtigsten Förderländer bestimmt werden, die sich im Jahre 1960 zur OPEC zusammengeschlossenen haben. Mit einem Anteil von etwa 40 % an der Weltölproduktion ist es erklärtes Ziel des Kartells, durch abgestimmtes Angebotsverhalten Einfluss auf den Rohölpreis zu nehmen.³⁴⁷ Jedoch haben die bisherigen Erfahrungen gezeigt, dass die exakte Steuerung des Rohölpreises durch Ausweitung und Verknappung der Angebotsmenge nur begrenzt möglich ist. Zurückzuführen ist dies neben der nicht immer eingehaltenen Förderdisziplin einzelner Mitglieder insbesondere auf die kaum bestimmbare und sich zudem im Zeitverlauf ändernde Angebotselastizität des Preises, welcher zudem von Erwartungen über unabänderliche Faktoren, wie die weltweite Konjunktur, politische Krisen oder gar das Klima beeinflusst wird.³⁴⁸ Darüber hinaus besteht für die Öl importierenden Staaten die Möglichkeit, über die Freigabe strategischer Reservebestände einer Verknappung der Angebotsmenge zumindest kurzfristig entgegen zu treten. Schließlich begünstigt ein durch stete Angebotsverknappung auch langfristig auf höherem Niveau liegender Preis die Erschließung von bis dato unwirtschaftlichen Fördergebieten in Nicht-OPEC Regionen, was wiederum zu steigender Angebotsmenge und somit zu tendenziell sinkenden Preisen führt.³⁴⁹

Die bei der Weiterverarbeitung des Rohöls anfallenden Kosten sind insbesondere durch die Art des Raffinationsprozesses bestimmt, der generell nach Destillations- und Konversionsverfahren unterschieden werden kann.³⁵⁰ Im Rahmen der Destillation wird das Rohöl durch Erhitzung unter atmosphärischen Druck oder im Vakuum in seine unterschiedlichen Kohlenwasserstoff-Fractionen aufgeteilt, wobei sich je nach Siedepunkt leichte, mittlere und schwere Destillate unterscheiden lassen.³⁵¹ Bei

³⁴⁵ Vgl.: Ebd.

³⁴⁶ Vgl.: SCHMITT [2004b, S. 186].

³⁴⁷ Vgl.: o. V. [2005a].

³⁴⁸ Vgl.: SCHIFFER [2002, S. 230].

³⁴⁹ Vgl.: HORN [2002, S. 105].

³⁵⁰ Vgl.: BISCHOFF [1981, S. 160f].

³⁵¹ Vgl.: MWV [2003, S. 22ff].

diesem Kuppelproduktionsprozess lässt sich die Ausbringung der Produkte im Wesentlichen nur über die Qualität des eingesetzten Rohöls variieren, welches je nach Sorte unterschiedliche Anteile der einzelnen Destillate aufweist. Als Folge können sich für Raffineriegesellschaften immer dann Probleme ergeben, wenn es zu strukturellen Nachfrageverschiebungen kommt, die über eine Variation des eingesetzten Rohöls nicht kompensiert werden können.

Einen Ausweg bieten hier die unterschiedlichen Konversionsverfahren des thermischen, katalytischen und Hydro-Crackens, die eine Aufspaltung schwerer Destillate in leichtere Produkte und somit eine Anpassung der Ausbeutestruktur ermöglichen. Jedoch ist in diesem Zusammenhang nicht zu vernachlässigen, dass durch den Bau und Betrieb entsprechender Anlagen zusätzliche Kosten in Kauf zu nehmen sind, die sich nachteilig auf die Marktfähigkeit der Produkte auswirken. Andererseits würde ein Verzicht auf Konversionsanlagen bei derzeitiger Nachfragestruktur mit Präferenz leichter Produkte zu einem Angebotsüberhang der zwangsläufig anfallenden schweren Destillate führen, so dass diese nicht nur unterhalb des Einstandspreises von Rohöl vermarktet, sondern eventuell gar kostenverursachend entsorgt werden müssten.³⁵²

Außer durch die beschriebenen Kosten wird der Preis der einzelnen Mineralölprodukte in einem nicht unerheblichen Maße durch staatliche Abgaben und sonstige wirtschaftspolitische Instrumente beeinflusst. Auch wenn weitgehend Einigkeit darüber herrscht, dass die im Rahmen der Preisbildung grundsätzlichen Abläufe durch staatliche Eingriffe kaum reguliert sondern vielmehr marktwirtschaftlichen Kräfte überlassen werden,³⁵³ bestimmen doch die in diesem Sektor zu entrichtenden Steuern, hier explizit die Mineralöl- und Heizölsteuer, die endgültige Höhe der Produktpreise wesentlich mit. So betrug etwa der Steueranteil am Preis für Normalbenzin im Mai 2005 über 75 %.³⁵⁴ Entsprechend sind bei der Prognose künftiger Preisentwicklungen ebenfalls denkbare Variationen dieser steuerlichen Belastung zu berücksichtigen, die sich nach den energiepolitischen, umwelt- und wirtschaftspolitischen aber durchaus auch nach den fiskalpolitischen Zielsetzungen der staatlichen Entscheidungsträger richtet.³⁵⁵

³⁵² Vgl.: SCHULZ [1994, S. 141].

³⁵³ So etwa in: SCHULZ [1996, S. 138].

³⁵⁴ Vgl.: MWV [2005].

³⁵⁵ Vgl.: Zur Problematik energie- und fiskalpolitischer Zieldivergenzen vgl. etwa: SCHMITT [1982, S. 63ff].

Steinkohlenprodukte waren im Jahre 2003 mit 349 PJ zu knapp 4 % an der Deckung des Endenergiebedarfs beteiligt und stellen so nach den Mineralölprodukten, der Elektrizität und dem Erdgas die mengenmäßig viertwichtigste Gruppe von Endenergieträgern.³⁵⁶ Als relevante Produkte werden Koks- und Kesselkohle unterschieden, die der Erzeugung von Prozesswärme, insbesondere in der Eisen-schaffenden Industrie, bzw. der Eigenerzeugung von Elektrizität dienen. Hingegen ist der Steinkohleneinsatz zur Bereitstellung von Raumwärme zu vernachlässigen.³⁵⁷ Der deutschlandweite Steinkohlenbedarf wurde im Jahr 2003 zu etwa 38 % durch subventionierte inländische Förderung und zu rund 62 % aus Importmengen gedeckt.³⁵⁸

Obwohl die Importquote damit deutlich unter der des Mineralöls liegt, richtet sich der Preis der heimischen Steinkohle aufgrund der hier herrschenden Kostensituation unmittelbar nach dem Weltmarktpreisniveau. Das Angebot der internationalen Handelsströme wird hierbei von einer Vielzahl von Produzentenländern gestellt, die sich sowohl in geographischen als auch politischen und ökonomischen Belangen z. T. deutlich unterscheiden, wie etwa die wichtigsten Kohleexporteure Australien, China, Südafrika. Da darüber hinaus der Anteil der international gehandelten Mengen an der weltweiten Förderung von Steinkohlen mit lediglich ca. 16 % deutlich unter der Quote des Mineralölmarktes liegt,³⁵⁹ und zudem die Steinkohlenreserven nicht nur deutlich größer sind, sondern auch geographisch breiter gestreut, ergeben sich für den Steinkohlenmarkt – anders als beim Mineralöl – kaum Möglichkeiten für ein abgestimmtes Anbieterverhalten.

Entsprechend richtet sich der langfristige Preistrend von Steinkohlenprodukten nach den bei Förderung, Veredlung und Transport anfallenden durchschnittlichen Gesamtkosten des für die Deckung der weltweiten Nachfrage nötigen Grenzanbieters. Aufgrund der starken Substitutionskonkurrenz auf dem Markt für Kesselkohle treten hierzu noch die Preisrelationen zu den übrigen fossilen Brennstoffen Mineralöl und Erdgas. Hingegen weist Kokskohle im Vergleich zu Kesselkohle einen höheren Veredlungsgrad auf und wird somit als eigenständiges Produkt angesehen, welches im Rahmen seiner Nutzung zur Eisenverhüttung faktisch kaum substitutiven Wettbewerb ausgesetzt ist.³⁶⁰ Dennoch beeinflussen die Entwicklungen auf dem

³⁵⁶ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 6].

³⁵⁷ Vgl.: VDEW [2005, Tafel 2].

³⁵⁸ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 18].

³⁵⁹ Vgl.: SCHIFFER [2002, S. 253].

³⁶⁰ Vgl.: STORCHMANN [1992, S. 207].

Markt für Kesselkohle auch den Preis für Koks kohle, da beide Produkte aus dem selben Primärenergieträger gewonnen werden. Zugleich werden Steinkohlenprodukte ebenfalls in US-Dollar Notierungen gehandelt, welches dem Wechselkursverhältnis zum Euro eine entscheidende Rolle bei der Preisbildung zukommen lässt, so dass auch hier langfristige Prognosen mit Unsicherheiten verbunden sind – wenn auch nicht so stark, wie für Mineralölprodukte.

Während der Staat über unterschiedliche Steuern unmittelbaren Einfluss auf den Preis für Mineralölprodukte nimmt, ist der deutsche Steinkohlenmarkt bislang frei derartiger Eingriffe. Allerdings ist seit dem Jahr 2005 mit dem Zertifikatehandel ein Instrument zur Reduktion der CO₂-Emissionen umgesetzt, das zwar nicht den Preis für Steinkohlenprodukte an sich, jedoch deren Nutzung aufgrund ihres höheren CO₂-Gehalts gegenüber den meisten anderen fossilen Brennstoffen relativ verteuert.

4.2.4.3 Leitungsgebundene Energieträger – Erdgas und Strom

Generell wird zwischen Naturgasen und hergestellten Gasen unterschieden, wobei für einen Fremdbezug aus Anwendersicht lediglich die erste Gruppe in Frage kommt, in der Erdgas mit einem mengenmäßigen Anteil von über 95 % dominiert,³⁶¹ so dass im Folgenden auf eine weitere Differenzierung verzichtet wird. Im Jahre 2003 erwies sich Gas mit einem Verbrauch von 2.547 PJ nach den Mineralölprodukten als der mengenmäßig zweitwichtigste Endenergieträger,³⁶² wobei der inländischen Produktion ein Anteil von 19 % am gesamten Aufkommen zukam.³⁶³ Die importierten Mengen wurden hierbei zu über 93 % durch die drei Produzentenländern Niederlande (179 Mio. MWh), Norwegen (274 Mio. MWh) und Russland (388 Mio. MWh) gestellt.³⁶⁴ Im Gegensatz zu Steinkohle und Mineralöl wird Erdgas aufgrund seiner eingeschränkten Transportfähigkeit weltweit auf drei mehr oder weniger unabhängigen Märkten mit den Schwerpunkten Nordamerika, Mittel- und Westeuropa sowie dem asiatisch-pazifischen Raum gehandelt, wobei jedoch zunehmende Globalisierungstendenzen zu verzeichnen sind.³⁶⁵

Da Erdgas zur Erzeugung von Raum- und Prozesswärme sowie von elektrischer Energie Einsatz findet, sieht es sich in sämtlichen Anwendungsgebieten einer

³⁶¹ Vgl.: VIK [2002, Tafel 71].

³⁶² Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 6].

³⁶³ Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 17].

³⁶⁴ Vgl.: Ebd.

³⁶⁵ Vgl.: SCHIFFER [2002, S. 272].

starken Substitutionskonkurrenz, insbesondere gegenüber leichtem und schwerem Heizöl, zunehmend jedoch auch Kesselkohle ausgesetzt. Während bis Mitte der 60er Jahre Inselversorgungssysteme auf Basis eigenerzeugter Raffinerie- und Kokereigase dominierten, wurde seitdem – angestoßen durch die deutschen Erdgasfunde und die Möglichkeit zur Einfuhr umfangreicher niederländischer Erdgasmengen – ausreichende Infrastruktur für eine überregionale Versorgung geschaffen, so dass Erdgas in Deutschland inzwischen flächendeckend angeboten werden kann.³⁶⁶

Als Erdgas mit Beginn der 60er Jahre verstärkt in den deutschen Wärmemarkt einzudringen begann, wurde dieser bereits durch leichtes und schweres Heizöl zur Raum- und Prozesswärmeerzeugung dominiert. Entsprechend durften nachfrage-seitig die Kosten einer gasbasierten Wärmeerzeugung nicht höher liegen als die Kosten, die mit dem Einsatz des jeweiligen Mineralölproduktes einhergingen, sollte eine Penetrationschance für Erdgas nicht von vorneherein ausgeschlossen sein. Andererseits führte der hierfür notwendige Aufbau eines adäquaten Transport- und Verteilungsnetzes angebotsseitig zu hohen spezifischen Investitionskosten, so dass insgesamt eine Stückkostenfunktion (DKF) unterstellt werden musste, die auch im wirtschaftlichen Optimum (mit X^* als optimale Angebotsmenge, P^* als optimaler Preis und K^* als Kostenoptimum) über der zugehörigen Preis-Absatz-Funktion (PAF) lag:

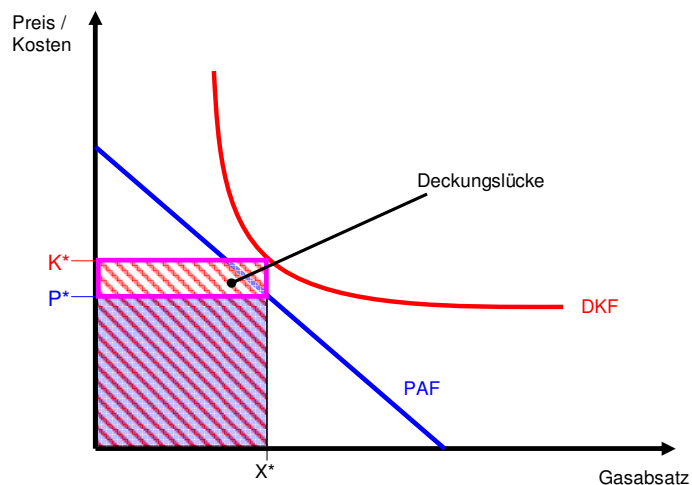


Abbildung 15: Kosten-/Erlössituation bei der Gasversorgung³⁶⁷

³⁶⁶ Vgl.: AMBROSIUS [1983, S. 133].

³⁶⁷ Quelle: Eigene Darstellung.

Hinzu kommt, dass der Bedarf an Erdgas zur Wärmeerzeugung starken saisonalen und täglichen Schwankungen ausgesetzt ist, was entweder eine mit entsprechenden Kosten verbundene Überdimensionierung der Gasnetze oder aber eine Speicherung der Überschussmengen erfordert: So schwankte etwa die monatliche Gasabgabe ausgewählter Orts- und Regionalgasgesellschaften im Jahr 2002 im Maximum um den Faktor 4,7.

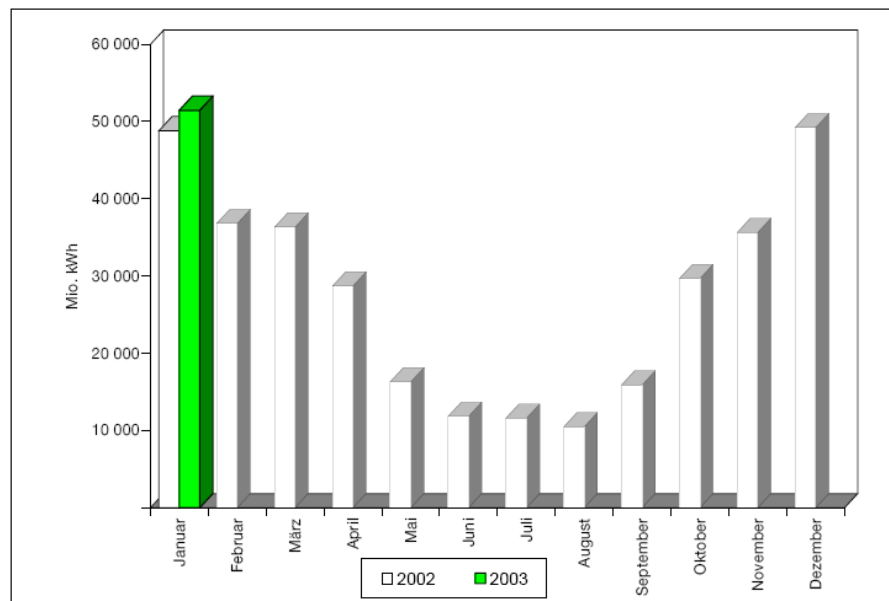


Abbildung 16: Schwankungsbreite des jährlichen Gasabsatzes³⁶⁸

Um dennoch eine flächendeckende Versorgung mit Erdgas zu gewährleisten, wurde mit der Anlegbarkeit eine Bepreisungsmethode umgesetzt, die sowohl die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den Substitutionsenergien gewährleistet, als auch die Möglichkeit eröffnet, kostendeckend anzubieten. Der anlegbare Gaspreis ergibt sich hierbei aus einer wirtschaftlichen Vergleichsrechnung, die sich an der im konkreten Fall besten Alternative der Energienutzung orientiert.³⁶⁹ Idealerweise wird so einerseits die Voraussetzung für eine Penetration der relevanten Märkte geschaffen, andererseits erfolgt durch die Individualisierung des Angebotspreises eine weitgehende Preisdifferenzierung, die letztendlich eine Abschöpfung der Konsumentenrente ermöglicht und so eine kostendeckende Versorgung ermöglicht:

³⁶⁸ Quelle: BGW [2003, Schwankungsbreite].

³⁶⁹ Vgl.: SCHNEIDER [1977, S. 4ff].

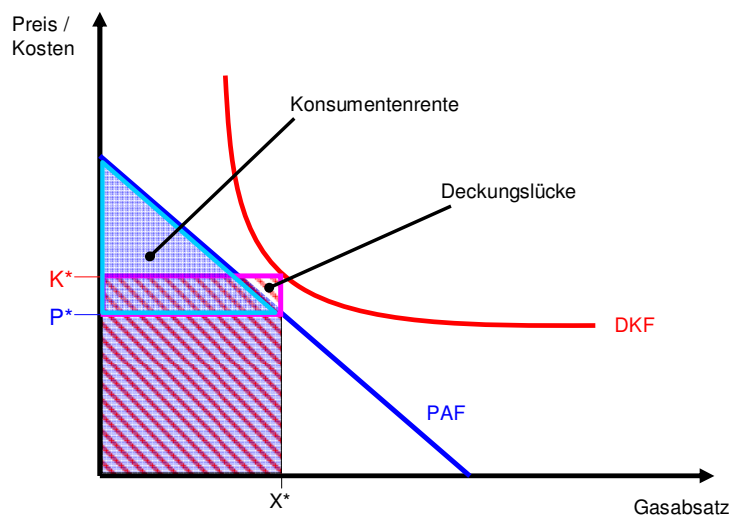


Abbildung 17: Abschöpfung der Konsumentenrente durch Preisdifferenzierung

Zusätzlich gewährleisten sog. Take-Or-Pay (TOP) Verträge die – unabhängig von der tatsächlichen Nachfrage – über das Jahr festgelegte Abnahme der geförderten Erdgasmengen, so dass ausreichend sichere Rahmenbedingungen für Exploration und Produktion von Erdgas gegeben sind.

Offensichtlich ist eine derartige Preisbildung nur dann möglich, wenn ein direkter Gas-zu-Gas Wettbewerb auf den jeweiligen Märkten unterbunden werden kann, was in der Vergangenheit durch den ordnungspolitischen Rahmen regulierter Gebietsmonopole grundsätzlich gewährleistet wurde.³⁷⁰ Jedoch ist dieser gesetzliche Ausschluss direkten Wettbewerbs im Zuge der Liberalisierung der leitungsgelassenen Energiewirtschaft außer Kraft gesetzt worden: Mit Aufhebung von Demarkationen und der Ausschließlichkeit von Konzessionsverträgen sowie der Schaffung verbindlicher Regeln zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs steht es grundsätzlich jedem potentiellen Anbieter frei, die Versorgung auch von Kunden zu übernehmen, die bis dato in einem fremden Versorgungsbe-
reich liegen. Allerdings ist in diesem Zusammenhang zu konstatieren, dass sich der Wettbewerb auf dem Gasmarkt bis heute nicht im Sinne des Gesetzgebers entwi-
ckelt hat.³⁷¹

³⁷⁰ Als Ausnahme kann hier die Marktpenetration der Wingas gelten, die Anfang der 90er Jahre die in der Gaswirtschaft gegebenen Möglichkeit des freien Leitungsbaus nutzte und so einen Gas-zu-Gas Wettbewerb in Deutschland initiierte, der sich allerdings nur auf große Abnehmer außerhalb kommunaler Gebiete erstreckte.

³⁷¹ Vgl. hierzu: o. V. [2004a].

Mit einem Betrag von rund 1.790 PJ trug elektrischer Strom im Jahr 2003 zu mehr als 19 % am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland bei und erweist sich damit nach den Mineralölprodukten und Erdgas als drittwichtigster Endenergieträger.³⁷² Wird dieser Mengenvergleich unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Bezugspreise der einzelnen Energieträger zu einer Wertebilanz erweitert, rückt Elektrizität hinsichtlich seiner Bedeutung gar am Erdgas vorbei. Die relativ höhere Wertschätzung des elektrischen Stroms seitens der Konsumenten kann neben Handlingvorteilen wie der gezielten Dosierbarkeit oder einem problemlosen ‚Switch-on-Switch-off‘ Verhalten insbesondere auf die hohe Anwendungsheterogenität von Elektrizität zurückgeführt werden. Während die übrigen Endenergien jeweils nur im Rahmen bestimmter Energiedienstleistungen Verwendung finden können – meist über eine Raum- oder Prozesswärmeerzeugung – existiert eine derartige Limitierung für Strom nur in Ausnahmefällen, wie etwa im Straßen- und Luftverkehr oder bei der Eisenverhüttung. Hinzu kommt, dass Elektrizität vergleichbar mit den Kraftstoffen im Verkehrssektor in relevanten Anwendungsbereichen, z. B. im Rahmen der Datenverarbeitung oder Beleuchtung, faktisch keiner Substitutionskonkurrenz ausgesetzt ist.³⁷³ Da Strom insbesondere hinsichtlich der konsumtiven Nutzung als ein Gut angesehen wird, dessen Anwendungsvarietät und Verfügbarkeit positiv mit dem Lebensstandard einer Gesellschaft korreliert ist, messen schließlich auch politische Entscheidungsträger der Stromanwendung eine hohe gesellschaftliche Wertigkeit zu. In Verbindung mit der bislang vorherrschenden Meinung, die Stromversorgung sei als Natürliches Monopol anzusehen, resultierte dies in weitreichenden staatlichen Einflussnahmen, die sich vor allem in einer Gewährung von Gebietsmonopolen bei gleichzeitiger Preisaufsicht äußerten.³⁷⁴ Diese Situation hat im Zuge der Liberalisierung grundlegende Änderung erfahren, als die vollständige Öffnung der vormaligen Gebietsmonopole fast umgehend zu einem aggressiven Wettbewerb führte, der vor allem in seiner Anfangsphase primär über den Preis ausgetragen wurde.

Bei der Analyse der Preisbildung für elektrischen Strom ist zu beachten, dass hier entgegen üblicher Annahmen nicht zu vermuten ist, dass im Marktgleichgewicht die Menge des angebotenen Guts durch den als Datum anzusehenden Preis bestimmt wird, den die Verbraucher zu zahlen bereit sind: Wie zuvor beschrieben, ist elektrischem Strom einerseits infrastruktureller Charakter zuzusprechen, andererseits

³⁷² Vgl.: BMWI [2003, Tabelle 6].

³⁷³ Vgl.: LATKOVIC [2000, S. 83f].

³⁷⁴ Vgl.: Ebd. sowie etwa: ZANDER [2000] und EBEL [1991].

kann die Verwendung nur in Verbindung mit häufig relativ kapitalintensiven und langlebigen Umwandlungstechnologien erfolgen. Beides sind Argumente dafür, dass ein Verzicht auf bzw. die Substitution von Elektrizität allenfalls eingeschränkt möglich ist. Entsprechend ist für Strom davon auszugehen, dass – kurzfristig in stärkerem Maße als langfristig – nicht der Preis die angebotene Leistung, sondern umgekehrt die in Anspruch genommene Leistung den Elektrizitätspreis determiniert.

Dieser muss langfristig mindestens den totalen Durchschnittskosten der schlechtesten für die Bedarfsdeckung notwendigen Erzeugungs- und Transportanlagen entsprechen, da für ökonomisch rational planende Anbieter ansonsten keinerlei Anreiz bestünde, entsprechende Kapazitäten überhaupt zu errichten. Andererseits ist bei funktionierendem Wettbewerb auch nicht davon auszugehen, dass der Strompreis diese langfristigen Grenzkosten der Versorgung hypertrophisch übersteigt, da in diesem Fall kostengünstigeren Konkurrenten die Chance eingeräumt würde, zum bisherigen Versorger in unmittelbaren Wettbewerb zu treten.

Der Preis, der für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität zu entrichten ist, wird gemäß der Vorschriften Netzzugangs- (StromNZV) und Netzentgeltverordnungen (StromNEV) bestimmt.³⁷⁵ Dieses ist ein entfernungs- und transaktionsunabhängige Entgelt, das sich neben der transportierten Strommenge ebenfalls nach den hierfür in Anspruch genommenen Netzebenen richtet, wobei die zurechenbaren Kosten übergeordneter Netze auf die jeweils niedrigere Ebene überwälzt werden. Zusätzlich ist für den Fall, dass die vom Netznutzer eingespeiste Strommenge nicht die zur gleichen Zeit von ihm entnommenen Menge auszugleichen vermag, Regelernergie vom Netzbetreiber zu beziehen, die als Komponente des Netznutzungsentgeltes ebenfalls die Kosten des Elektrizitätstransports beeinflusst.

Entgegen der so regulierten Netznutzung ist die Preisbildung für die Erzeugung von elektrischem Strom fast ausschließlich den freien Marktkräften überlassen. Während langfristig der Abgabepreis für Strom wie oben beschrieben sowohl erzeugungs- und betriebsbedingte als auch investitionsbedingte Kosten decken muss, waren zu Beginn der Marktöffnung Börsenpreise zu verzeichnen, die in etwa auf dem Niveau der erzeugungsbedingten Kosten und so deutlich unter den Vollkosten der Stromerzeugung lagen.³⁷⁶ Als Begründung hierfür wurden die damals vorhandenen Überkapazitäten an Kraftwerken angeführt, deren Betrieb aufgrund ihrer bereits erfolgten Amortisation solange ökonomisch rational ist, wie hierdurch ein Deckungsbeitrag

³⁷⁵ Vgl.: StromNEV [2005] und StromNZV [2005].

³⁷⁶ Vgl.: EEX [2002].

erzielt werden kann, der Strompreis also zumindest die verbrauchsbedingten Kosten kompensiert.

Gleiches gilt grundsätzlich für neu errichtete, noch nicht abgeschriebene Kraftwerke, da mit Fertigstellung der Anlage die investitionsbedingten Kosten als versunken und somit als nicht mehr entscheidungsrelevant anzusehen sind. Dennoch ist nicht davon auszugehen, dass die Betreiber trotz direkter Konkurrenz bereit sind, Strom aus Neuanlagen vor deren Amortisation unter Vollkostenniveau anzubieten, da dies zwangsläufig in einen ruinösen Wettbewerb münden müsste, der – solange ein eindeutiger Dominant nicht bereits im Vorfeld feststünde – für keinen Marktteilnehmer von Interesse wäre.³⁷⁷ Tatsächlich sind seit dem Jahr 2005 Marktpreise zu verzeichnen, die im Durchschnitt ausreichen, die Vollkosten neu zuzubauender Kapazitäten zu decken.³⁷⁸

Auch für die Prognose von Strompreisen lässt sich festhalten, dass diese mit einer Vielzahl von Unsicherheiten verbunden ist: Diese leiten sich zum einen unmittelbar aus den Unsicherheiten auf den Märkten der übrigen Endenergieträger ab, da diese zum Teil als Brennstoffe zur Stromerzeugung genutzt werden und so einen direkten Kostenbestandteil darstellen. Aufgrund der Nachfragebestimmtheit des Preises leiten sich darüber hinaus auch Unsicherheiten aus der Entwicklung der zukünftigen Nachfragehöhe und insbesondere -struktur die nicht zuletzt in den vergleichsweise hohen Strompreisvolatilitäten auf den Handelsmärkten Ausdruck finden.³⁷⁹

4.2.5 Unsicherheitsproblematik im Rahmen von Preisprognosen

Die Vielzahl der genannten Preisdeterminanten, ihr allenfalls überschlägig quantifizierbarer Einfluss auf die Energiepreise, ihre komplexen Beziehungen untereinander und ihre mangelnde Beeinflussbarkeit durch den Investor resultieren in hohen Unsicherheiten bei der Entscheidung über die Gestaltung der betrieblichen Energieumwandlung. Allgemein liegt Unsicherheit immer dann vor, wenn die Beziehung zwischen Handlungsmöglichkeit und der zugehörigen Konsequenz in irgendeiner Weise unbestimmt ist.³⁸⁰ Dies ist gegeben, wenn für die Entscheidung auf eine lückenhafte Datenbasis zurückgegriffen werden muss, oder wenn Fehler im

³⁷⁷ Vgl.: GOEBEL [2004, S. 134ff].

³⁷⁸ Vgl.: EEX [2005a].

³⁷⁹ Vgl. hierzu insbesondere Kapitel 5.2.1.

³⁸⁰ Vgl.: KAHLE [1990, S. 115]. In einschlägiger Literatur beziehen sich Unsicherheiten häufig nicht unmittelbar auf die Ursache/Wirkungs-Zusammenhänge von Handlung und Konsequenz, sondern auf die zugrunde liegenden ‚Umweltzustände‘ (z. B.: BAMBERG [2002, S. 19]) oder ‚Ereignisse‘ (z. B.: LAUX [1998, S. 121]).

Rahmen der Datenverarbeitung auftreten. Eine unvollständige Datenbasis kann ihre Ursache zunächst darin haben, dass die in Frage kommenden Daten zwar verfügbar sind, der Entscheidungsträger hierüber allerdings keine Kenntnis besitzt. Darüber hinaus ist jedoch auch denkbar, dass eine Datenbeschaffung von vorneherein nicht möglich ist, wie es stets bei der Bestimmung zukünftiger Entwicklungen der Fall ist. Anders als etwa bei fehlenden Verbrauchsdaten, die über die Etablierung entsprechender Mess- und Dokumentationseinrichtungen bei Bedarf grundsätzlich erhoben werden können, ist die Bestimmung zukunftsbezogener Größen allenfalls dann denkbar, wenn diese bereits im gegenwärtigen Zeitpunkt – etwa im Rahmen von Verträgen oder Gesetzen – für den betrachteten Zeitraum festgeschrieben sind.

Die Unsicherheiten werden in ihrer Bedeutung für das betriebliche Energiemanagement noch verstärkt durch die verhältnismäßig langen Nutzungsdauern der Umwandlungstechnologien – bei Heizungsanlagen etwa erstrecken sich diese über mehr als eine Dekade – und deren hohe Anwendungsspezifität, die einen Wiederverkauf allenfalls stark eingeschränkt zulässt. Als Folge können einmal getroffene Investitionsentscheidungen während der Nutzungsdauer der Anlagen hinsichtlich einer falschen Datenbasis faktisch kaum mehr revidiert werden.

Da solche fundamentalen Unsicherheiten unabhängig von der Güte des Informationsmanagements niemals ausgeschlossen werden können, ist eine Berücksichtigung bei der Entscheidungsfindung nur im Rahmen rechentechnischer Methoden nötig, wobei je nach Art der Unsicherheiten unterschiedliche Verfahren zum Einsatz kommen können. So werden Unsicherheiten nach Maßgabe ihrer Unbestimmtheit üblicherweise weiter in Risiko- und Ungewissheitssituationen unterteilt.³⁸¹ Sind lediglich die sich aus einer Handlungsmöglichkeit ergebenden oder denkbaren Konsequenzen bekannt, ohne dass diese mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit belegt werden könnten, so liegt eine Ungewissheitssituation vor. Ist hingegen bekannt, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Handlung in einer bestimmten Konsequenz mündet, so spricht man von einer Risikosituation.

Die Angabe der Wahrscheinlichkeitsverteilung kann sich hierbei entweder auf objektiv-statistisch abgesicherte Erfahrungen stützen oder lediglich auf subjektiven Einschätzungen beruhen. Objektive (oder auch ‚statistische‘) Wahrscheinlichkeiten können immer dann angegeben werden, wenn in der Vergangenheit bereits Erfahrungen mit anderen Entscheidungssituationen gemacht wurden, die auf die

³⁸¹ Vgl.: BAMBERG [2002, S. 19].

aktuelle Problemstellung übertragen werden können.³⁸² Statistische Wahrscheinlichkeiten werden durch die relative Häufigkeit gemessen, mit der ein bestimmtes Ereignis in einer Menge tatsächlicher Ereignisse beobachtet werden konnte. Dies macht die Durchführung einer hinreichend großen Anzahl an Erhebungen notwendig, die zudem unter identischen Umfeldbedingungen stattgefunden haben müssen.

Diese Bedingung kann für wirtschaftliche Geschehnisse jedoch kaum als realistisch angesehen werden. Je größer nämlich die Anzahl der Beobachtungen ist, und damit auch der Zeitraum, in welchem diese stattfinden, desto eher ist davon auszugehen, dass sich die Zusammenhänge zwischen Ursache und Wirkung geändert haben. In diesem Falle ist aber die relative Häufigkeit vergangener Beobachtungen kein geeignetes Maß mehr für die Eintrittswahrscheinlichkeit zukünftiger Konsequenzen der eigentlich zu bewertenden Handlungsoptionen.³⁸³ Insofern unterliegen auch Risikosituationen – zumindest indirekt – Ungewissheiten, nämlich der Ungewissheit über die Gültigkeit der unterstellten Wahrscheinlichkeitsverteilung, was umso mehr für subjektive Wahrscheinlichkeiten gilt, die ausschließlich auf persönlichen Vorstellungen beruhen. Insofern ist davon auszugehen, dass rechentechnische Entscheidungsregeln für Risikosituationen im Rahmen von Energiepreisprognosen nur wenig geeignet sind.³⁸⁴

4.2.6 Nutzung von KWK-Anlagen – Potentiale und Restriktionen

4.2.6.1 Prinzip und Technik der KWK

„Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Gewinnung von mechanischer Arbeit und nutzbarer Wärme aus anderen Energieformen mittels eines thermodynamischen Prozesses in einer technischen Anlage. Die mechanische Energie wird in der Regel unmittelbar in elektrische Energie umgewandelt.“³⁸⁵ Anders als bei den in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung vorherrschenden Kondensationskraftwerken wird die bei der Stromerzeugung anfallenden Abwärme bei KWK-Anlagen nicht an die Umwelt abgegeben, sondern als Nutzenergie in Form von Prozess- oder Raumwärme an einen Verbraucher weitergeleitet. Aufgrund der verhältnismäßig hohen Transportkosten für Wärme – bedingt durch ihren niedrigen spezifischen Energiegehalt und der kapitalintensiven Infrastruktur – ist die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von KWK-Anwendungen jedoch grundsätzlich an einen ausreichend

³⁸² Vgl.: MENGES [1968, S. 16].

³⁸³ Vgl.: LAUX [1998, S. 122].

³⁸⁴ Vgl. hierfür auch die Ausführungen in Kapitel 4.3.1.

³⁸⁵ VDEW [1981, S. 12].

hohen lokalen Wärmebedarf geknüpft.³⁸⁶ Obwohl die auf den Brennstoffeinsatz bezogene Stromausbringung in KWK-Anlagen zwangsläufig niedriger ist als in den korrespondierenden Kondensationsanlagen, lassen sich mit KWK-Prozessen höhere Gesamtwirkungsgrade von über 90 % erzielen, da Abwärme kein Kostencharakter zukommt, sondern diese vielmehr infolge der vorhandenen Verwertungsmöglichkeiten als Teil des Wertschöpfungsprozesses anzusehen ist.³⁸⁷

Eine technische Spezifizierung von KWK-Anlagen lässt sich grundsätzlich über die eingesetzte Brennstoffleistung sowie die ausgebrachte elektrische und thermische Nettoleistung erreichen, deren Verhältnis zueinander den Stromwirkungsgrad (elektrische Nettoleistung zu Brennstoffleistung), Wärmewirkungsgrad (thermische Nettoleistung zu Brennstoffleistung), Gesamtwirkungsgrad (elektrische und thermische Nettoleistung zu Brennstoffleistung), Stromkennziffer (elektrische Nettoleistung zu thermischer Nettoleistung) und Wärmekennziffer (thermische Nettoleistung zu elektrischer Nettoleistung)³⁸⁸ definieren.³⁸⁹

Darüber hinaus ist ebenfalls von Bedeutung, inwiefern diese Kenngrößen anlagentypische Konstanten sind, oder ob sie dem Bedarf entsprechend innerhalb bestimmter Grenzen variiert werden können. In diesem Zusammenhang ist in Anlagen mit nur einem Freiheitsgrad das Verhältnis zwischen ausgebrachter Elektrizität und Wärme – die Strom- bzw. Wärmekennziffer also – nicht veränderbar, so dass eine ausschließliche Strom- oder Wärmeerzeugung nicht möglich ist. Vielmehr muss der Anlagenbetreiber entweder die thermische oder die elektrische Leistung dem Bedarf anpassen, wobei sich die jeweils andere Größe dann aus dem eingestellten Betriebspunkt der Anlage und ihrer Strom- bzw. Wärmekennziffer ergibt. Hingegen lässt sich in Anlagen mit zwei Freiheitsgraden das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung – zumindest in gewissen Grenzen – variieren, so dass ein steigender Bedarf nach der einen Energieform nicht gleichzeitig eine erhöhte Ausbringung der anderen Energieform zu Folge haben muss.

Als wichtigste KWK-Anlagentypen lassen sich Blockheizkraftwerke (BHKW), Gasturbinen-, und Dampfturbinenkraftwerke unterscheiden.³⁹⁰ Als BHKW werden in diesem Zusammenhang zumeist Otto- und Dieselmotoren, zum Teil aller-

³⁸⁶ Vgl.: STARRMANN [2001, S. 17].

³⁸⁷ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1994, S. 1].

³⁸⁸ Die Stromkennziffer ergibt sich also als reziproker Wert unmittelbar aus der Wärmekennziffer und umgekehrt.

³⁸⁹ Vgl.: STARRMANN [2001, S. 17-19].

³⁹⁰ Vgl.: SCHMITT [1988, S. 4ff].

dings auch kleinere Gasturbinen bezeichnet, die aufgrund ihres geringen Platzbedarfs in Blockbauweise hergestellt werden können, bei der Motor und Generator sowie die Komponenten der Wärmerückgewinnung innerhalb eines einzigen Moduls zusammengefasst sind. Zum Betrieb der Motoren werden Gase und/oder Otto- und Dieselmotoren verwendet, wobei dieselmotorenbetriebene BHKW mit bis zu 10 MW gegenüber den anderen Techniken eine deutlich höhere elektrische Leistung aufweisen.³⁹¹ Obwohl mittels BHKW Temperaturen von ca. 350-360 °C erreicht werden können, die für die Bereitstellung von Prozesswärme (etwa für Trocknungsprozesse) grundsätzlich ausreichen, liegt der Haupteinsatz der erzeugten Nutzwärme im Bereich der Raumwärme- und Warmwasserversorgung.³⁹² Da ein Teillastbetrieb der Motoren zu einer verminderten Stromkennzahl und häufige Lastwechsel zu steigenden spezifischen Kosten bei Hilfsstoffen, Reparatur und Wartung führen, empfiehlt es sich, die Anlage möglichst gleichmäßig in ihrem Bestpunkt zu fahren. Anpassungen an einen schwankenden Bedarf werden daher im Regelfall über die Aufteilung der motorischen Gesamtleistung auf mehrere Module und deren entsprechende Zu- und Abschaltung erreicht.³⁹³ Unabhängig von ihrer konkreten Ausgestaltung weisen BHKW stets nur einen Freiheitsgrad auf. Um dennoch eine hinreichende Auslastung der kapitalintensiven Module sicher zu stellen, wird die Auslegung der Motoren üblicherweise auf einen geringen Anteil (ca. 30-60 %) des maximalen Wärmeleistungsbedarfs beschränkt, wobei die anfallenden Bedarfsspitzen von Zusatzheizkesseln befriedigt werden.³⁹⁴

Anders als bei den motorbetriebenen BHKW, bei denen die Abwärme jeweils etwa zur Hälfte auf Flüssigkeiten und Abgase entfällt, kommen für die Wärmegewinnung bei Gasturbinen lediglich die bei der Verbrennung anfallenden Abgase in Frage. Zwar liegt der Stromwirkungsgrad mit 25-30 % deutlich unter den Werten, die in Verbrennungsmotoranlagen erzielt werden können, allerdings erreicht auch die Temperatur der Abgase mit 400-500 °C ein entsprechend höheres Niveau.³⁹⁵ In Ausnahmefällen, wie z. B. in der chemischen Industrie, können die Abgase direkt in Produktionsprozessen zum Einsatz kommen, zumeist werden sie allerdings zur Dampf- oder Heißwasserproduktion genutzt.³⁹⁶ Auch kann der erzeugte Dampf in

³⁹¹ Vgl.: NITSCH [2003, Tabelle 1].

³⁹² Vgl.: SCHMITT [1988, S. 5].

³⁹³ Vgl.: BERGSCHNEIDER [2001, S. 14].

³⁹⁴ Vgl.: SCHMITT [1988, S. 6].

³⁹⁵ Vgl.: NITSCH [2003, Tabelle 1], KUGELER [1993, S. 54].

³⁹⁶ Vgl.: STARRMANN [2001, S. 25].

einer Dampfturbine zur weiteren Stromerzeugung genutzt werden. Während BHKW hinsichtlich ihrer installierten Leistung auf 10 MW (elektrisch) beschränkt sind, lassen sich mit solchen kombinierten Gas-und-Dampf-KWK (GuD-KWK) elektrische Leistungen von mehreren 100 MW erreichen.³⁹⁷ Weiterhin arbeiten unterschiedliche Hersteller an so genannten Mikroturbinen, deren Leistungsbereich einige 10 kW und darunter betragen soll.³⁹⁸

Im Gegensatz zur BHKW- und Gasturbinentechnik, wird in Dampfturbinenanlagen Wasserdampf als zusätzliches Zwischenmedium zur Erzeugung der mechanischen bzw. elektrischen Energie genutzt. Hierbei wird der Frischdampf zunächst in einer Kesselanlage unter hohen Drücken erzeugt und anschließend über eine Turbine entspannt. Dies geschieht allerdings, ohne die zwischen dem Frischdampf- und Kondensatzustand verfügbare Enthalpiedifferenz vollständig zur Elektrizitätserzeugung zu nutzen, sondern teilweise als Nutzwärme auszukoppeln. Neben einem besseren Teillastverhalten ist der wesentliche Vorteil von Dampfturbinenanlagen gegenüber Verbrennungsmotoren und Gasturbinen in ihrer Vielseitigkeit hinsichtlich des möglichen Energieträgereinsatzes zu sehen, der neben flüssigen und gasförmigen Brennstoffen auch die Verfeuerung von Festbrennstoffen, insbesondere Steinkohlen, zulässt. Dies ist nicht zuletzt vor dem Hintergrund von Bedeutung, dass der energiespezifische Brennstoffpreis von Steinkohlen ein Vielfaches unter denen von Heizölen und Erdgas liegt.³⁹⁹

Als grundsätzliche Dampfturbinentypen kommen sowohl Gegendruckturbinen in Frage, bei denen der Kondensationsdruck hinter dem Turbinenteil für die Wärmeauskopplung erhöht wird, als auch Entnahmekondensationsturbinen, bei denen ein noch nicht vollständig entspannter Teildampfstrom über mehrere zusätzliche Dampfanzapfungen im Bereich des Mittel- und Niederdruckteils der Turbine entnommen wird. Wie auch motorbetriebene BHKW und Gasturbinenanlagen können Gegendruckturbinen nur mit einem Freiheitsgrad betrieben werden, also ohne die Möglichkeit das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeauskopplung zu variieren. Im Gegensatz hierzu zeichnen sich Entnahmekondensationsturbinen durch zwei Freiheitsgrade aus, da die Höhe der Strom- und Wärmeabgabe in einem weiten Bereich unabhängig voneinander eingestellt werden kann. Allerdings sind

³⁹⁷ Vgl.: NITSCH [2003, Tabelle 1]. Wobei die Installation solch hoher Leistungswerte für die betriebliche Eigenerzeugung jedoch allenfalls in Sonderfällen in Frage kommt. So betrug die durchschnittlich installierte elektrische Leistung der industriellen Eigenerzeugung im Jahr 2000 rund 11 MW (vgl.: VIK [2002, S. 109]).

³⁹⁸ Vgl.: o. V. [1999, S. 14].

³⁹⁹ Quelle: EID, Nr. 27/05, S. 12, 13, 22, 23, 25, eigene Berechnungen.

auch hier technisch bedingte Restriktionen zu beachten, etwa dahingehend, dass die hinter der jeweiligen Auskopplung liegenden Turbinenstufen stets von einer Mindestdampfmenge durchströmt werden müssen. Auf der anderen Seite erreichen Entnahmekondensationsanlagen allerdings selbst bei gleicher Auslegung nicht den Gesamtwirkungsgrad korrespondierender Gegendruckanlagen.⁴⁰⁰ Schließlich ist auch zu berücksichtigen, dass Dampfturbinenanlagen aufgrund des konstruktiven Aufwandes erst als größere Leistungseinheiten über 50 MW von Interesse sind.⁴⁰¹

Über diese konventionellen Umwandlungstechniken hinaus wird in jüngster Zeit intensiv an der Entwicklung von Brennstoffzellenkraftwerken geforscht, mit deren Hilfe elektrischer Strom aus chemisch gebundener Energie ohne den Zwischenschritt der thermischen bzw. mechanischen Energieumwandlung gewonnen werden kann.⁴⁰² Als Folge ermöglicht bereits die heute verfügbare Technik vergleichsweise hohe elektrische Wirkungsgrade von mehr als 50 % bei gleichzeitiger Auskopplung von Niedertemperaturwärme von rund 80 °C. Aufgrund der Tatsache, dass diese Technik durch eine gute Regelbarkeit gekennzeichnet ist und zudem in kleinen Leistungseinheiten von weniger als 5 kW (elektrisch) installiert werden kann, eröffnet sich prinzipiell auch solchen Betrieben die Option der Eigenerzeugung, die einen verhältnismäßig niedrigen Energiebedarf aufweisen – zumindest nach rein technischen Gesichtspunkten. Von der wirtschaftlichen Seite her ist allerdings zu konstatieren, dass der Einsatz von Brennstoffzellen für betriebliche Prozesse aufgrund der immer noch deutlich höheren Investitionskosten derzeit nicht in Frage kommt. Obwohl die Anlagenpreise laut Herstellerangaben in den letzten Jahren um mehr als 50 % reduziert werden konnten, liegen etwa die spezifischen Investitionen für eine 4,6 MW starke stationäre Zelle zur Objektversorgung mit rund 25.000 €/kW immer noch um ein Vielfaches über denen vergleichbarer motorbetriebener BHKW.⁴⁰³

Überhaupt lassen sich für KWK-Anlagen grundsätzlich deutliche Größendegressionseffekte beobachten: So werden etwa die spezifischen Investitionen für kleine motorgetriebene BHKW im Leistungsbereich von 150 kW (elektrisch) mit rund 2.000 €/kW angegeben, größere Gasturbinenanlagen bewegen zwischen 850 €/kW und 1150 €/kW, und große Gas-und-Dampf-Anlagen mit einer installierten elektrischen

⁴⁰⁰ Vgl.: PILLER [1984, S. 32].

⁴⁰¹ Vgl.: SCHMITT [1984, S. 18].

⁴⁰² Vgl.: STARRMANN [2001, S. 29].

⁴⁰³ Vgl.: o. V. [2003b, S. 26] und STARRMANN [2001, S. 31].

Leistung von 400 MW weisen spezifische Investitionen von knapp 600 €/kW auf.⁴⁰⁴ Hieraus ergibt sich von vorneherein ein Kostenvorteil für energieintensive Fertigungsbetriebe, was gleichzeitig die Option der Eigenerzeugung von Elektrizität für energieextensive Unternehmen erheblich einschränkt.

4.2.6.2 KWK-Erzeugung als Kuppelproduktionsprozess

Die besonderen Problemstellungen, die sich im Rahmen der Eigenerzeugung von Energie durch KWK-Anlagen ergeben, sind vor allem auf den hierbei vorliegenden Kuppelproduktionscharakter zurück zu führen. Produktion lässt sich allgemein als ein „Transformationsprozeß [verstehen], der sich durch Menschen veranlaßt und zielgerichtet gelenkt systematisch vollzieht und dabei mehr Werte schafft als vernichtet“⁴⁰⁵. Die unterschiedlichen Produktionssysteme lassen sich anhand ihrer Merkmale hinsichtlich der Einsatz- und Ausbringungsobjekte (auch als ‚Input‘ und ‚Output‘ bezeichnet) sowie der Art der Transformation näher beschreiben.⁴⁰⁶ Im Rahmen der ausbringungsbezogenen Merkmale können gemäß der Anzahl der Outputobjekte zunächst Einprodukt- und Mehrproduktproduktion unterschieden werden, wobei die letztere weiterhin in verbundene und unverbundene Produktion differenziert werden kann. Die Kuppelproduktion wiederum stellt neben der ‚Joint Production‘ eine Ausprägungsart der verbundenen Produktion dar. Während es sich bei der Joint Production um einen wirtschaftlich bedingten, freiwilligen Verbund handelt,⁴⁰⁷ kennzeichnet die Kuppelproduktion ein naturwissenschaftlich oder technisch bedingter, zwangsweiser und zeitgleicher Verbund der Outputobjekte. Je nach betrieblicher Wertigkeit der Outputobjekte können diese in Haupt- und Nebenprodukte, oder in gleichwertige Koprodukte unterschieden werden. Insofern trägt auch jeder beliebige KWK-Prozess den Charakter einer Kuppelproduktion, da der eingesetzte Energieträger stets zur Bereitstellung von zwei oder noch mehr Nutzenergien – Wärme, Kraft und/oder Elektrizität – genutzt wird, die zeitgleich und zwangsläufig anfallen.

Als Folge sind Problemstellungen zu beachten, die sich insbesondere im Zusammenhang mit der verursachungsgerechten Zurechnung der entstehenden Kosten auf die unterschiedlichen Ausbringungsenergien ergeben, und zu denen auch die

⁴⁰⁴ Vgl.: o. V. [2005b], SUTTOR [2005, Tabelle 2].

⁴⁰⁵ DYCKHOFF [1995, S. 3].

⁴⁰⁶ Vgl. hierzu: OENNING [1997, S. 12ff].

⁴⁰⁷ Ein Beispiel hierfür sind in der Elektrizitätswirtschaft etwa die unterschiedlichen Spannungsstufen bei der Netzanbindung von Industrie bzw. Haushaltskunden.

Fragestellung der wirtschaftlich optimalen Auslegung der Anlage zu zählen ist, falls diese mit nur einem Freiheitsgrad betrieben werden kann.

4.2.6.3 Probleme der Kostenzurechnung

Der wesentliche Zweck betrieblicher Kostenrechnung ist nicht zuletzt darin zu sehen, als Hilfsmittel der Unternehmensführung rationale unternehmerische Entscheidungen durch die Erbringung zahlenmäßiger Unterlagen zu erleichtern oder gar erst zu ermöglichen.⁴⁰⁸ Hierfür ist es notwendig, technisch messbare Größen in ökonomisch bewertbare Parameter zu überführen.⁴⁰⁹ Als wesentliche Maßgabe wird in diesem Zusammenhang das sog. Verursachungsprinzip angesehen, nach welchem den jeweiligen Leistungen genau diejenigen Kosten zugeordnet werden, die sie verursacht haben.⁴¹⁰ Schwierigkeiten bereitet hierbei vor allem die Schließung von Kosten, bei denen „die Prüfung der materiellen Prinzipien und Beziehungen“⁴¹¹ der Leistungserstellung nicht nachvollzogen werden kann, sich also eine eindeutige Kausalbeziehung zwischen Kosten und Leistungen nicht beobachtet lässt. Dieses Problem besteht grundsätzlich dann, wenn es sich bei den relevanten Kosten um fixe Gemeinkosten handelt, aber auch, wenn durch Kuppelproduktion bedingte variable Verbundkosten (auch als ‚echte Gemeinkosten‘ bezeichnet) vorliegen.⁴¹² Für diesen Fall sind verschiedene Konventionen entwickelt worden, die sich zumeist an physikalischen Eigenschaften des Outputs orientieren. Für Prozesse der KWK sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Methoden der kalorischen und thermodynamischen Kostenzurechnung zu nennen.⁴¹³

So werden die durch den KWK-Prozess entstandenen Kosten im Rahmen der kalorischen Verrechnung auf Basis des jeweiligen Enthalpie-Gehalts auf die erzeugten Strom- und Wärmemengen verteilt. Keine Beachtung findet bei dieser Kostenzuordnung allerdings die Tatsache, dass elektrische Energie bei gleichem Enthalpiegehalt eine höhere Arbeitsfähigkeit besitzt als ihr thermisches Pendant. Oder anders ausgedrückt: Wärmeenergie weist c. p. einen höheren Anergieanteil (und dadurch zwangsweise einen niedrigeren Exergieanteil) auf als elektrischer

⁴⁰⁸ Vgl.: KOSIOL [1979, S. 21].

⁴⁰⁹ Vgl.: RIEBEL [1973, S. 25].

⁴¹⁰ Vgl. etwa: KOSIOL [1979, S. 156-158] oder: HEINEN [1983, S. 143]. RIEBEL erweitert die enge technologische Kausalbeziehung um entscheidungstheoretische Aspekte, indem die Zuordnung zwischen Kosten und Leistungen im Rahmen des sog. ‚Identitätsprinzip‘ auf einen identischen dispositiven Ursprung abgestellt wird: RIEBEL [1969, S. 49ff].

⁴¹¹ RIEBEL [1972, S. 19].

⁴¹² Vgl.: RIEBEL [1972, S. 20].

⁴¹³ Vgl. im Folgenden: FÄNDRICH [1958, S. 109-112].

Strom, was zur Folge hat, dass die technische Nutzbarkeit von Wärme stets unter der von Elektrizität liegt. Diesem Sachverhalt wird die Methode der thermodynamischen Verrechnung insofern gerecht, als hierbei die Arbeitsfähigkeit der jeweiligen Energieform als Grundlage der Kostenzuordnung dient. Für den Wärmeanteil wird also jene hypothetische Energiemenge angesetzt, die als Elektrizität aus dem Dampf hätte gewonnen werden können. Problematisch erweist sich hierbei jedoch die Festlegung des für die Umwandlung anzunehmenden Wirkungsgrades. So kann entweder der nach dem ‚Carnot-Gesetz‘ theoretisch bestmögliche Wirkungsgrad unterstellt werden, oder aber es können weitere, anlagentechnisch bedingte Umwandlungsverluste in die Betrachtung mit einbezogen werden, indem der Wirkungsgrad an einer bestimmten Referenzanlage ausgerichtet wird.⁴¹⁴

Unabhängig von der Wahl der vorgestellten Verrechnungsmethoden oder ihrer konkreten Ausgestaltung bleibt auf jeden Fall festzuhalten, dass diese dem Verursachungsprinzip in seiner angestrebten Intention nicht gerecht werden können, alle Kosten den erstellten Leistungen nach Maßgabe eines eindeutigen und zwingenden – und damit für jedermann intersubjektiv nachprüfaren – Kausalprozesses gegenüber zu stellen. Aus diesem Umstand heraus sind andere Verrechnungsmethodiken erarbeitet worden, die sich weniger an den technologischen Spezifika der Leistungserstellung orientieren, als vielmehr an der ökonomischen Zielsetzung, mit der diese vollzogen wird. So sind in diesem Kontext vor allem das Tragfähigkeitsprinzip und die Restwertmethode zu erwähnen, bei denen die Kosten nicht nach Maßgabe physikalischer Eigenschaften der erzeugten Energien verteilt werden, sondern gemäß der möglichen Erlöse, bzw. der vermiedenen Kosten auf den jeweiligen Märkten verrechnet werden.⁴¹⁵

So richtet sich beim Tragfähigkeitsprinzip die Kostenbelastung der erzeugten Strom- und Wärmemengen nach dem Verhältnis der im Fall einer Veräußerung möglichen Erlöse. Diejenige Energieform, die mit einem vergleichsweise hohen Erlösen vermarktet werden könnte, soll auch einen vergleichsweise hohen Anteil der Kuppelproduktionskosten tragen. Als weitere Alternative kann sich die Kostenzurechnung auch nach dem Verhältnis der vermiedenen Bezugskosten der erzeugten Energieformen Strom und Wärme richten, sollten die Energien ausschließlich zu Deckung des betrieblichen Bedarfs genutzt werden.⁴¹⁶ Hierbei ist zu beachten, dass – obwohl für beide Ansätze dieselben Märkte betrachtet werden – es im Regelfall zu

⁴¹⁴ Vgl.: LÖFFEL [1974, S. 1 ff].

⁴¹⁵ Vgl.: STARRMANN [2001, S. 45].

⁴¹⁶ Vgl.: SCHMITT [1988, S. 236].

einer unterschiedlichen Kostenverteilung kommt, je nachdem, ob die Position des Verkäufers oder des Käufers unterstellt wird. Neben der jeweils unterschiedlichen Machtposition zeigt sich hierfür vor allem die für den Austauschprozess notwendige Infrastruktur verantwortlich. So ist insbesondere das Entgelt für die Nutzung der entsprechenden Transport- und Verteilungsnetze von elektrischem Strom in dessen Bezugspreis enthalten, dieses kann aber im Fall einer Veräußerung offensichtlich nicht angesetzt werden. Im Gegenteil sind dann sogar noch Aufwendungen für die Netznutzung zu erbringen, die von den Verkaufserlösen abzuziehen sind. Als Folge werden die Opportunitätskosten eines Stromverkaufs stets unter den vermiedenen Kosten eines Strombezugs bei sonst gleichen Bedingungen liegen.

Im Gegensatz zum Tragfähigkeitsprinzip, welches auf das Verhältnis der jeweiligen möglichen Erträge bzw. vermiedenen Kosten abstellt, ordnet die Restwertmethode die Kosten der Kuppelproduktion in einer absoluten Rechnung auf die beiden Energieformen zu. Hierfür ist es zunächst notwendig, die erzeugten Energien in eine Reihenfolge zu bringen, also zwischen Haupt- und Nebenprodukt(en) zu unterscheiden. Anders als bei mengenmäßigen Schlüsselungen orientiert sich diese nicht an physikalischen Eigenschaften der Energieformen, sondern vielmehr an dem betrieblichen Zweck, zu dem die Energieerzeugung erfolgt. Einer solchen Kostenzuordnung liegt die Vorstellung zugrunde, die Erzeugung eines der Kuppelprodukte sei der alleinige Zweck der Produktion und habe dementsprechend auch die gesamten Kosten zu tragen. Etwa anfallende Überschüsse aus dem Deckungsbeitrag der Nebenprodukte, oder aber durch den eingesparten Bezug vermiedene Kosten werden hierbei von den Kosten des Hauptprodukts subtrahiert, welches als Ergebnis zum sog. ‚Restwert‘ führt.⁴¹⁷ Ebenso wie beim Tragfähigkeitsprinzip ist es für diese Verrechnungsmethodik notwendig, dass entsprechende Beschaffungs- bzw. Absatzmärkte existieren. Dies ist allerdings insbesondere für den Bereich der Wärmeenergie nicht selbstverständlich. So kann Prozesswärme aufgrund der notwendigen hohen Temperaturen zumeist gar nicht und auch Niedertemperaturwärme nur bei Existenz eines Fernwärmenetzes als Endenergie fremdbezogen werden. Rechnet man der thermischen Energie hingegen die vermiedenen Kosten der Eigenerzeugung an, so bereitet insbesondere die Ermittlung der Investitionskosten für eine entsprechende Heizungsanlage Schwierigkeiten, für deren Bestimmung Parameter wie Abschreibungsdauer und -methodik und der anzusetzende Kalkulationszins festzulegen sind.

⁴¹⁷ Vgl.: RIEBEL [1973, S. 76ff].

Anders als bei der kalorischen oder thermodynamischen Kostenverrechnung kann die Einbeziehung der ökonomischen Parameter der Absatz- bzw. Beschaffungsmärkte im Rahmen des Tragfähigkeitsprinzips und der Restwertmethode dazu führen, dass zwei Betriebe trotz einer technisch identischen KWK-Nutzung die erzeugten Energien hinsichtlich ihrer jeweiligen Kosten doch unterschiedlich belasten. Dies wird immer dann der Fall sein, wenn die betrachteten Unternehmen mit unterschiedlichen Voraussetzungen hinsichtlich ihres Energiebezugs bzw. ihrer Energievermarktung auf den relevanten Märkten agieren können.

Abschließend bleibt für die Zurechnung der Kosten eines KWK-Prozesses auf die erzeugten Energien unabhängig von der gewählten Methodik jedoch festzuhalten: „Die Schlüsselung echter Gemeinkosten ist willkürlich und führt zu einer falschen Einschätzung der tatsächlichen Verhältnisse.“⁴¹⁸ Allerdings muss in diesem Zusammenhang auch hinterfragt werden, inwiefern eine Verteilung der *Gesamtkosten* des KWK-Prozesses auf die hierdurch bereitgestellte Elektrizität und Wärme für das betriebliche Energiemanagement überhaupt notwendig ist. So werden langfristige Investitionsentscheidungen in ein KWK-System doch durch den Vergleich der hierdurch bedingten Gesamtkosten zu den Kosten bestimmt, die sich durch den Fremdbezug und/oder die entkoppelte Erzeugung der Energien ergeben. Für die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage ist es also notwendig, dass deren Gesamtkosten niedriger sind, als die kumulierten Kosten der bestmöglichen alternativen Bereitstellung von thermischer und elektrischer Energie. In welchem Verhältnis sich dann die Gesamtkosten auf die beiden Energieträger verteilen, ist für die Investitionsentscheidung jedoch nicht relevant. Gleiches gilt für die Entscheidung über den kurzfristigen Einsatz einer bestehenden Anlage. Nur dann, wenn die vermeidbaren Gesamtkosten des Einsatzes – das sind im Wesentlichen die Brennstoffkosten – größer sind als die *Summe* der (Strom- und Wärmebeschaffungs-) Kosten der besten Alternative, wird auf einen Betrieb des Systems verzichtet werden. Eine explizite Aufteilung der Kosten auf die erzeugten Energieträger erscheint auch aus dem Grunde nachrangig, dass beide Energien aufgrund ihres infrastrukturellen Charakters für die eigentlich bezweckten nachgelagerten betrieblichen Prozesse von ähnlicher Bedeutung sind. So werden etwa in der chemischen Industrie die in Kuppelproduktionsprozessen gewonnenen Stoffe aufgrund ihrer unterschiedlichen Eigenschaften zumeist klar abgrenzbaren Weiterverwendungen zugeführt, was eine differenzierte Kalkulation notwendig macht. Anders erfolgt der Einsatz von Strom und Wärme zumeist jedoch für den gleichen Zweck, nämlich für die Schaffung

⁴¹⁸ RIEBEL [1972, S. 27].

adäquater betrieblicher Umweltbedingungen, sei es etwa durch Beleuchtung, Datenverarbeitung oder Raumklimatisierung, so dass auch eine Einzelkalkulation für die beiden Energien nicht zwingend erforderlich ist. Ausnahmen könnten allenfalls solche Verwendungen darstellen, bei denen die erzeugten Energieträger als Prozessenergie unmittelbar und eindeutig zurechenbar in nachfolgende Produktionsprozesse eingehen, wie es z. B. bei der Aluminiumverhüttung zu beobachten ist.

4.2.6.4 Schwierigkeiten im Rahmen der optimalen Anlagenauslegung

Die gleichzeitige Erzeugung thermischer und elektrischer Energie durch die Nutzung von KWK-Technik ist solange unproblematisch, wie der Bedarf an der jeweiligen Nutzenergie mit der getroffenen Anlagenauslegung korrespondiert. Ändert sich jedoch der betriebliche Bedarf an Strom und Wärme – sowohl hinsichtlich der absoluten Höhe als auch in Bezug auf deren relatives Verhältnis – verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit des KWK-Systems. So führt selbst ein gleichzeitiger und proportionaler Bedarfsabfall beider Energien unterhalb der installierten Gesamtleistung wegen ihrer mangelnden Speicherbarkeit zwangsläufig dazu, dass die Anlage aufgrund der notwendigen Leistungsrosselung nicht mehr in ihrem Bestpunkt gefahren werden kann, was sich in einem verschlechterten Wirkungsgrad niederschlägt. Darüber hinaus kommt es auch zu erhöhten Leerkosten aufgrund der dann geringeren Auslastung, sollte kein Zugang zu einem Absatzmarkt für die Überschussmengen des jeweiligen Energieträgers bestehen.

Während diese Schwierigkeit auch im Rahmen der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme besteht, ergibt sich bei einer Änderung des relativen Bedarfsverhältnisses beider Energien eine spezifische Problemstellung von KWK-Prozessen, die nur einem Freiheitsgrad unterliegen: Kann also das Ausbringungsverhältnis des KWK-Prozesses nicht variiert werden, resultiert etwa eine Bedarfssteigerung an Strom, der gleichzeitig keine proportionale Steigerung des Wärmebedarfs gegenüber steht, entweder in der Überdeckung der eigentlich erforderlichen Wärmemenge oder in der Unterdeckung der benötigten Strommenge. Wie zuvor ausgeführt, verfügen aber lediglich Entnahme-Kondensationsturbinen über zwei Freiheitsgrade, die zudem nur in begrenzten Bandbreiten genutzt werden können. Da sowohl der betriebliche Wärme- als auch Strombedarf in unterschiedlichem Maße von Faktoren abhängen, die sich wie etwa Tageszeit, Witterungsbedingungen, Beschäftigungsgrad oder Mitarbeiterverhalten kurzfristig und unabhängig voneinander entwickeln können, ist auch mit einer ständigen Veränderung des absoluten und relativen Bedarfs an Strom und Wärme zu rechnen. Insofern stellt sich im Rahmen des Energiemanagements die Frage, wie diese Problemstellung zu behandeln ist,

bedenkt man, dass die Möglichkeit der Nutzung von Entnahme-Kondensationsanlagen aufgrund ihrer hohen zu installierenden elektrischen Leistung von mehr als 50 MW eher als Ausnahme angesehen werden muss.

In diesem Kontext gilt es zunächst grundsätzlich zu klären, ob sich die Auslegung und Fahrweise der KWK am betrieblichen Strom- oder Wärmebedarf ausrichten soll, also eine strom- oder wärmegeführte Nutzung erfolgen soll. Hauptsächlich wird dies durch die betriebsspezifischen Anforderungen an die erzeugten Nutzenergien bestimmt und der im Einzelfall möglichen Alternativen der Energiebereitstellung. Konkret erfolgt die Anlagenauslegung vor allem nach Maßgabe der jeweils zu beachtenden Bedarfshöhen und deren zeitlicher Veränderung sowie der vermiedenen Kosten der Beschaffung bzw. der durch einen Veräußerungsverzicht entstehenden Opportunitätskosten, was eine allgemeingültige Aussage zu dieser Problemstellung nicht zulässt.⁴¹⁹ Dennoch unterliegen auch diese im Einzelfall zu überprüfenden Faktoren generellen Zusammenhängen, die sich zum Teil in ihren Auswirkungen diametral entgegenstehen: So können zunächst mit zunehmender Anlagendimensionierung Größendegressionseffekte bei der notwendigen Investition erzielt werden, denen während der Betriebszeit dann allerdings eine potentiell schlechtere Auslastung gegenüber steht. Wird die Leistung der Anlage hingegen am jährlichen Mindestbedarf ausgerichtet, so ist – von notwendigen Revisionen abgesehen – zwar eine optimale Anlagenauslastung möglich, jedoch muss ein Großteil der benötigten Energie dann alternativ – durch Fremdbezug oder den Einsatz eines Reservesystems – bereitgestellt werden. Da hierbei ein vergleichsweise ungünstigeres Lastprofil zu bedienen ist, werden sich die spezifischen Kosten der Zusatzbeschaffung in der Regel auf einem ungünstigeren Niveau bewegen.

Eine Ausrichtung der Anlage am betrieblichen Wärmebedarf bietet sich einerseits an, da dieser außer für produktive Zwecke vor allem von der vergleichsweise gut zu prognostizierenden Außentemperatur bestimmt wird daher eine verlässlichere Kalkulationsbasis liefert. Vor allem aber hat ein stromgeführter Betrieb den Nachteil, dass eventuelle Überschussmengen an Wärmeenergie nur an externe Abnehmer weitergegeben werden können, falls das notwendige Transportnetz eigens hierfür errichtet wird. Anders ist der Absatz von überschüssiger elektrischer Energie aufgrund der Möglichkeit zur Nutzung bereits vorhandenen Infrastruktur mit weniger Problemen verbunden, wobei hier allerdings nicht außer Acht gelassen werden darf, dass über die Netznutzungsentgelte ebenfalls Kosten für den Energietransfer

⁴¹⁹ Vgl.: SCHMITT [1988, S. 57].

entstehen.⁴²⁰ Andererseits steht einem wärmegeführten Betrieb entgegen, dass der durch die vermiedenen Bezugskosten bzw. Opportunitätskosten bestimmte spezifische Wert des Stroms den der Wärmeenergie deutlich übertrifft. Nicht zuletzt aus diesem Grund kommen etwa die Autoren der Teilstudie „Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-Kopplung“⁴²¹ zu dem Ergebnis, dass im Rahmen der getroffenen Annahmen ein stromgeführter Betrieb gegenüber allen anderen Fahrweisen selbst dann vorteilhaft ist, wenn überschüssige Wärmeenergie nicht vermarktet wird, sondern als Abfallprodukt an die Umwelt abgegeben werden muss.⁴²² Allerdings wurde für die zugrunde liegenden Berechnungen davon ausgegangen, dass ein Jahresnutzungsgrad der Anlage (also der über das Jahr erzielte durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad) von mehr als 70 % erreicht werden könnte, was im Rahmen der KWK-Förderung eine Steuererleichterung für das eingesetzte Erdgas zur Folge hätte.⁴²³ Selbst für den Fall, dass dieser Wert trotz der wirkungsgradsenkenden Abgabe von Energie an die Umwelt erreicht werden kann, ist doch zu hinterfragen, inwiefern ein solches Verhalten der Intention des Gesetzgebers entspricht. Der Grund für die Förderung von KWK-Anlagen liegt ja gerade in dem Versuch, durch die gleichzeitige Nutzung von Elektrizität und Wärme zur Schonung von Ressourcen beizutragen.⁴²⁴ Ob dann aber die politische Wirkung einer solchen vorsätzlichen ‚Vernichtung‘ von Energie – und sei sie de facto noch so unbedeutend – mit diesem Vorsatz vereinbar ist, muss zumindest stark bezweifelt werden.

Unabhängig von einer strom- oder wärmegeführten Auslegung wird deutlich, dass im Rahmen der Anlagenplanung Prognosen zu erstellen sind, die sowohl den Wärme- als auch den Strombereich umfassen. Konkret müssen etwa Strombezugs- und -vermarktungspreise abgeschätzt werden, die Preisentwicklung der Brennstoffe ist über die gesamte Lebensdauer der Anlage zu prognostizieren, ebenso wie der betriebliche Strom- und Wärmebedarf. Die Notwendigkeit solch integrierter Prognosen forciert die ohnehin problematischen Unsicherheiten im Rahmen der Investitionsplanung⁴²⁵ und stellt somit eine zusätzliche Restriktion für die Realisierung von

⁴²⁰ Jedoch ergeben sich hierbei anders als im Fall eines neu zu bauenden Wärmenetzes keinerlei Investitionsrisiken für das betroffene Unternehmen.

⁴²¹ Hierbei handelt es sich um eine Teilstudie im Rahmen der Wasserstoff-Initiative Bayern des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Technologie: Internetdokument, <http://www.stmwivt.bayern.de/>, Downloaddatum 12.03.04.

⁴²² Vgl.: KRAMMER [2000, S. 44].

⁴²³ Vgl. hierfür auch das folgende Kapitel.

⁴²⁴ Vgl.: KWKG [2002, §1].

⁴²⁵ Vgl. hierfür die Ausführungen in Kapitel 4.2.3.6.

KWK-Lösungen dar. Eine falsche Einschätzung des Wärmebedarfs führt insbesondere dann zur Gefährdung der Wirtschaftlichkeit, falls die erzeugte Wärme nicht an externe Abnehmer weitergereicht werden kann. In diesem Fall besteht die Gefahr, dass ein Absinken des betrieblichen Wärmebedarfs zu einer schlechteren Anlagenauslastung und somit zu höheren Erzeugungskosten führt. Insofern bedeutet die Investition in eine KWK-Anlage häufig eine Einschränkung der betrieblichen Flexibilität, was zukünftige Produktionsanpassungen, aber auch etwaige Energieeinsparmaßnahmen anbelangt.

4.2.6.5 Entwicklung der ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen

Ob die betriebliche Eigenerzeugung von Strom und Wärme in einer KWK-Anlage als wirtschaftliche Alternative gegenüber dem Fremdbezug von elektrischer Energie und der alleinigen Wärmeerzeugung angesehen werden kann, hängt maßgeblich auch vom ökonomischen und politischen Umfeld ab, in welches die zuvor beschriebenen Zusammenhänge zu stellen sind. Hierbei muss allerdings klar sein, dass im Rahmen der vorliegenden Arbeit keine umfassende Analyse des relevanten Marktes für elektrische Energie hinsichtlich der angebots- und nachfragebestimmenden Determinanten erfolgen kann, wie etwa Kraftwerksbestand und dessen Erneuerungsbedarf, Brennstoffpreisentwicklung, Wirtschaftswachstum oder der technologischen Entwicklung elektrisch betriebener Geräte, um nur einige zu nennen.⁴²⁶ Vielmehr müssen sich die folgenden Ausführungen darauf beschränken, die wichtigsten durch die Liberalisierung des Strommarktes angestoßenen Entwicklungen nachzuzeichnen und darüber hinaus eine Abschätzung über die Auswirkungen der aktuellen energie- und umweltpolitischen Situation zu geben.

In diesem Zusammenhang sind zunächst die massiven Preissenkungen für den Bezug von Elektrizität anzuführen, bei denen große Verbraucher zumindest unmittelbar nach der Marktöffnung Nachlässe von bis zu 50 % erreichen konnten, von denen aber auch kleine und mittlere Abnehmer profitieren konnten.⁴²⁷ Mit dem Preisverfall von Elektrizität senkten sich entsprechend die vermiedenen Kosten des Fremdbezugs, was c. p. zunächst die wirtschaftliche Schlechterstellung der KWK-Nutzung zur Folge hatte. Als Folge wurde insbesondere seitens kommunaler EVU der wirtschaftliche Weiterbetrieb von KWK-Anlagen in Frage gestellt.⁴²⁸ Für die

⁴²⁶ Eine solche Zielsetzung verfolgt etwa: STARRMANN [2001, insbesondere S. 100ff].

⁴²⁷ Vgl.: o. V. [2000a, S. 4].

⁴²⁸ Vgl. etwa: STADLER [2001, S. 98] oder o. V. [2000b, S. 42f].

betriebliche Eigenerzeugung hat der Liberalisierungsprozess allerdings auch solche Entwicklungen in Gang gesetzt, die eine KWK-Nutzung begünstigen, wobei in diesem Zusammenhang insbesondere die verbesserten Vermarktungsmöglichkeiten für Überschussstrom anzusprechen sind.⁴²⁹ So richtete sich zu Monopolzeiten die Vergütung für überschüssige Strommengen, die in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wurden, lediglich nach den vermiedenen Kosten des zuständigen Netzbetreibers. Mit dem Recht auf diskriminierungsfreien Netzzugang eröffnet sich für KWK-Anlagenbetreiber jedoch die Möglichkeit, Überschussmengen auch an andere Abnehmer ihrer Wahl zu vermarkten. Hieraus ergibt sich dann ein wirtschaftlicher Vorteil, sobald Kunden gewonnen werden können, deren preisbestimmende vermiedene Kosten über den vermiedenen Kosten des zuständigen EltVU zuzüglich des zu entrichtenden Netznutzungsentgeltes liegen. Ein weiteres Argument für die Nutzung von KWK-Anlagen liegt im Fall eines einsetzenden Anbieterwettbewerbs auch in einer zu erwartenden Kostensenkung für den Bezug von Reservestrom, der die Wirtschaftlichkeit der betrieblichen KWK-Nutzung maßgeblich bestimmt.⁴³⁰

Aufgrund dieser in ihrer Auswirkung gegenläufigen Effekte kann allenfalls im konkreten Einzelfall überprüft werden, inwieweit die Liberalisierung zu einer Schlechterstellung der KWK-Nutzung geführt hat. Dennoch erachtete es der Gesetzgeber als notwendig, der gekoppelten Energieerzeugung in einem wettbewerblich organisierten Markt besondere Begünstigungen zukommen zu lassen, die mit der relativen Umweltfreundlichkeit der KWK gegenüber der getrennten Erzeugung begründet werden⁴³¹. Zu diesem Zweck wurde zunächst im Mai 2000 das ‚Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung‘ verabschiedet, das bereits nach zwei Jahren – nicht zuletzt aufgrund unstrittiger Kritikpunkte⁴³² – durch das Kraft-Wärme-Kopplungs Gesetz (KWKG) abgelöst. Hierdurch werden Betreiber von Netzen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität verpflichtet, KWK-Anlagen an ihr Netz anzuschließen und den in den Anlagen erzeugten Strom abzunehmen, sofern dieser auf einen KWK-Prozess zurückzuführen ist. Für den aufgenommenen Strom ist dem Produzenten vom Netzbetreiber neben dem

⁴²⁹ Vgl.: BUDDE [1999, S. 2ff].

⁴³⁰ Vgl.: Ebd., S. 4.

⁴³¹ Ob und in welchem Maße jedoch der Einsatz einer KWK-Anlage als umweltfreundlicher als eine getrennte Erzeugung angesehen werden kann, wie groß also die konkrete Einsparung an Brennstoff und CO₂-Emission ausfällt, hängt nicht zuletzt von den verglichenen Systemen ab. Eine entsprechende Analyse findet sich in: STARRMANN [2001, S. 32ff].

⁴³² So erlaubte das Gesetz auch eine Förderung von Kondensationsstrom – d. h. von Strom, der nicht im Verbund mit Nutzwärme erzeugt wurde – solange dieser nur aus einer KWK-Anlage stammte.

verhandelten Preis zusätzlich ein gesetzlich festgelegter Vergütungszuschlag zu entrichten, der durch die jeweils relevante Anlagenkategorie bestimmt wird. Kommt es zu keiner Einigung über den verhandelten Preis, gilt entweder der „übliche Preis“⁴³³, der sich nach den jeweiligen Verhältnissen an der deutschen Strombörse als transparenter Indikator richten dürfte. Der KWK-Anlagenbetreiber hat jedoch auch die Möglichkeit, dem Netzbetreiber einen Käufer für den eingespeisten KWK-Strom zu benennen. Der Netzbetreiber ist in diesem Fall verpflichtet, dem Betreiber der KWK-Anlage den Strom mit einem Preis in derselben Höhe zu vergüten wie dem Preis, den dieser bei der Weiterveräußerung an den Dritten erzielen könnte. Der fixe Vergütungszuschlag wird jedoch ausschließlich bestehenden und modernisierten Anlagen gewährt, wohingegen neu zu errichtende Systeme nur dann eine entsprechende Förderung erhalten, wenn es sich hierbei um kleine BHKW mit einer elektrischen Leistung von weniger als 2 MW oder um Brennstoffzellenanlagen handelt. Die Fördersätze sind hierbei in Abhängigkeit der Anlagenkategorie zeitlich befristet und mit Ausnahme von Brennstoffzellen degressiv gestaffelt. Vor diesem Hintergrund gilt es vor allem zu hinterfragen, inwieweit diese Anreize dem Ziel der Modernisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gerecht werden können.

So haben Betreiber von Anlagen, die bis zum 31.12.2005 modernisiert werden, d. h. Anlagen, bei denen „wesentliche die Effizienz bestimmende Anlagenteile erneuert worden sind und [bei denen] die Kosten der Erneuerung mindestens 50 vom Hundert der Kosten für die Neuerrichtung der gesamten Anlage betragen“⁴³⁴, einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für eingespeisten KWK-Strom in folgender Höhe:

Zeitraum	Zuschlagshöhe
2002-2004	1,74 ct/kWh
2005-2006	1,69 ct/kWh
2007-2008	1,64 ct/kWh
2009-2010	1,59 ct/kWh

Tabelle 2: Vergütungssätze für modernisierte KWK-Anlagen⁴³⁵

⁴³³ KWKG [2002, §4 (3)].

⁴³⁴ KWKG [2002, §5 (1) 2.].

⁴³⁵ Quelle: KWKG [2002].

Um beurteilen zu können, ob dieser fixe Vergütungssatz tatsächlich ausreicht, um die Modernisierung von KWK-Anlagen zu forcieren, sind die resultierenden Erträge in einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung mit der Option eines Weiterbetriebs ohne Modernisierung zu vergleichen. Handelt es sich bei der in Frage kommenden Anlage um eine ‚alte Bestandsanlage‘ – d. h. eine Anlage, die vor dem 1.1.1990 in Betrieb genommen wurde, und für die die Wahrscheinlichkeit einer Modernisierung am ehesten gegeben ist – so hat der Betreiber dieser Anlage Anspruch auf folgende Zuschlagssätze:

Zeitraum	Zuschlagshöhe
2002-2003	1,53 ct/kWh
2004-2005	1,38 ct/kWh
2006	0,97 ct/kWh

Tabelle 3: Vergütungssätze für alte Bestandsanlagen⁴³⁶

Es stellt sich nun die Frage, für welche Konstellation ein Anlagenbetreiber die Modernisierung einem Weiterbetrieb unter gleichen Bedingungen vorziehen würde. In diesem Zusammenhang spricht zunächst eine hohe Stromproduktion für eine Modernisierung der Anlage, da eine höhere Arbeitsmenge ein entsprechendes Mehr an Zuschlägen bedingt. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass eine Modernisierung auch eine Verbesserung der Anlagentechnik nach sich ziehen sollte, was in einem gesteigerten Wirkungsgrad resultiert. Dieser führt c. p. in seiner Auswirkung zu einer Mehrproduktion von Elektrizität bei gleichen Kosten. Es gilt also zu klären, in welchem Verhältnis die Wirkungsgradsteigerung und die Aufwendungen für die Modernisierung stehen dürfen, damit diese erfolgt.

Hierfür wird zunächst von einer Anlagenauslastung von 4100 h/a ausgegangen, welche über den betrachteten Zeitraum als konstant angenommen wird.⁴³⁷ Ist die Modernisierung der Anlage zu Beginn des Jahres 2002 abgeschlossen, ergeben sich auf Basis dieser Auslastung folgende Mehrzahlungen gegenüber der alten Bestandsanlage:

⁴³⁶ Quelle: Ebd.

⁴³⁷ Dieser Wert entspricht laut Betreiberangaben der durchschnittlichen Auslastung industrieller KWK-Anlagen im Jahre 1995. Vgl.: BUDDE [1999, S. 2].

Jahr	Zahlungsvorteil
2002	8,61 €/kW
2003	8,61 €/kW
2004	14,76 €/kW
2005	14,76 €/kW
2006	29,52 €/kW
2007	67,24 €/kW
2008	67,24 €/kW
2009	65,19 €/kW
2010	65,19 €/kW

Tabelle 4: Zahlungsvorteil einer Anlagenmodernisierung⁴³⁸

Eine dynamische Bewertung dieser Zahlungsreihe zu einem unterstellten Zinssatz von 10 % führt im Fall der Modernisierung zu einem Kapitalwert in Höhe von rund 200 €/kW, allerdings nur für den Fall, dass die gesamte betrieblich erzeugte Strommenge in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird, was kaum als realistisch anzusehen ist. Hierfür ist der sich aus dem eigentlichen Betriebsprozess ergebende Elektrizitätsbedarf vollständig über einen Fremdbezug abzudecken, wodurch weitere Kosten entstehen. Es ist nämlich keinesfalls davon auszugehen, dass der zusätzlich zum fixen Vergütungssatz erwirtschaftete verhandelte Preis für eingespeisten KWK-Strom die Kosten des entsprechenden Fremdbezugs vollständig zu kompensieren vermag: Orientieren sich die Preise für den Bezug und die Einspeisung von Strom nämlich an den ansonsten vermeidbaren (für den Bezug) bzw. den hierdurch vermiedenen (für die Einspeisung) Kosten des EltVU, so lassen sich die Transportkosten im Fall der Einspeisung nicht ansetzen. Kommt es zu keiner Belieferung des stromnutzenden Betriebs, so sind weder Kosten für Erzeugungseinheiten, noch für Transportinfrastruktur zu entrichten. Die vermiedenen Kosten des EltVUs im Fall der Einspeisung beziehen sich jedoch nur auf die Kraftwerke, da ohne vorhandene Netze offensichtlich keine Abnahme der Elektrizität erfolgen kann. Entsprechend werden die Transportkosten zwar im Bezugspreis Berücksichtigung finden müssen, nicht aber im Preis des eingespeisten Stroms. Als Folge wird der Preis, der dem KWK-Stromproduzenten vom Netzbetreiber zugebilligt wird, stets unter demjenigen liegen, den das Versorgungsunternehmen seinerseits für eine Belieferung verlangen muss.

⁴³⁸ Quelle: Eigene Berechnung.

Dies wirkt umso schwerer, als das aufnehmende EltVU berechtigt ist, die aus der KWK-Förderung resultierenden Mehrkosten auf das Entgelt der Netznutzung umzulegen, so dass bei der unterstellten Konstellation der KWK-Anlagenbetreiber – wird von sonstigen Parteien abstrahiert – die an ihn fließenden fixen Zuschläge für den eingespeisten Strom über die dann erhöhten Transportentgelte für bezogenen Strom hypothetisch selbst finanzieren müsste.

Doch sogar für den Fall, dass eine 100 %ige Einspeisung des erzeugten Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung erfolgt und die Kosten des Fremdbezugs über den verhandelten Verkaufserlös kompensiert werden können – etwa, wenn ein Dritter gefunden wird, der bereit ist, einen entsprechenden Preis zu zahlen – führt dies nicht zwangsläufig zur Vorteilhaftigkeit einer Modernisierung. Für diese müssen als Förderbedingung Investitionen in Höhe von mindestens 50 % der Kosten einer Neuerrichtung getätigt werden, die sich selbst im Fall der günstigsten Gasturbinen-Heizkraftwerke auf rund 215 €/kW belaufen, so dass immer noch ein Nachteil von rund 15 €/kW zu verzeichnen bleibt.⁴³⁹ Lediglich für den Fall, dass die Modernisierung mit einer elektrischen Wirkungsgradsteigerung von mindestens 6 % einhergeht, sind entsprechende Investitionen c. p. als vorteilhaft zu bewerten. Insofern kann durchaus begründet geschlossen werden, dass das Ziel des Gesetzes weniger in der Modernisierung bestehender KWK-Anlagen liegt – hierfür kommen allenfalls Gas-Heizkraftwerke der öffentlichen Versorgung in Frage – sondern vielmehr deren befristeter Schutz angestrebt wird.

Darüber hinaus bleibt zu klären, inwiefern das KWKG seiner expliziten Zielsetzung gerecht wird, nämlich der Förderung des Ausbaus der Brennstoffzellennutzung. Ein Ausbau kann entweder über den Ersatz bestehender konventioneller Anlagen durch Brennstoffzellen erfolgen, oder durch die Neuerrichtung in Betrieben, die bisher auf eine Eigenerzeugung von Elektrizität verzichtet haben. Für beide Fälle muss jedoch offensichtlich festgestellt werden, dass die Höhe der Förderung im Rahmen des KWKG nicht ausreicht, diese Technologie unter den derzeitigen Bedingungen auch nur annähernd als betriebswirtschaftlich akzeptable Alternative zu etablieren. So beläuft sich die Förderung für Brennstoffzellen über 10 Jahre auf 5,11 ct für jede eingespeiste kWh elektrischer Energie. Hieraus, ergäbe sich selbst bei einer hypothetischen Jahresnutzung der Anlage von 8000 Stunden bei einem unterstellten Kalkulationszins von 10 %⁴⁴⁰ lediglich ein Kapitalwertvorteil von rund 2750 €/kW.

⁴³⁹ Für die spezifischen Investitionsbeträge neuer Kraftwerke vgl.: STARRMANN [2001, S. 106].

⁴⁴⁰ Dieser dürfte aufgrund der nicht abschätzbaren Risiken dieser neuen Technologie hinsichtlich Verfügbarkeit und Folgekosten tatsächlich höher sein.

Dies entspricht jedoch nur knapp mehr als einem Zehntel des notwendigen spezifischen Investitionsbetrags.⁴⁴¹ Auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass für den eingesetzten Brennstoff keine zusätzlichen Abgaben im Rahmen der sog. „ökologischen Steuerreform“ zu erbringen sind, kann nicht davon ausgegangen werden, dass sich die durch eine Brennstoffzellennutzung vermiedenen Kosten auf mehr als 20.000 €/kW belaufen, was jedoch für die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes notwendig wäre.

Abschließend bleibt daher für die Option der KWK-Nutzung festzuhalten, dass deren Möglichkeiten vor allem durch betriebsspezifische Anforderungen bestimmt werden. Insbesondere der gleichzeitige und in seiner Änderung ähnlich verlaufende Bedarf an Strom und Wärme in einer ausreichenden Höhe ist hierbei eine notwendige Voraussetzung. Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes liefert für den betrieblichen Einsatz von KWK – aufgrund verbesserter Vermarktungsmöglichkeiten und einer deutlichen Senkung der Bezugspreise Ende der 90er Jahre – sowohl positive als auch negative Anreize. In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass sich die Strompreise innerhalb der letzten Jahre zunehmend stabilisiert haben und sich inzwischen auf einem Niveau wie zu Zeiten vor der Liberalisierung bewegen, was die Investition in KWK-Anlagen tendenziell begünstigt. Zwar darf nicht außer Acht gelassen werden, dass ein wesentlicher Anteil der Preissteigerung auf politische Eingriffe in das Marktgeschehen zurück zu führen ist, die c. p. keine Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsrelationen zwischen Eigenerzeugung und Fremdbezug haben, dennoch ist auch hierüber hinaus ein Anziehen der Preise unverkennbar. Das KWKG hingegen muss vor allem als Instrument zum Schutz bestehender Anlagen gewertet werden und kann somit für das betriebliche Energiemanagement allenfalls von operativer Bedeutung sein. Auch die Förderung für Brennstoffzellenanlagen reicht bei den gegenwärtigen Investitionskosten nicht aus, diese Technologie als grundsätzlich wirtschaftliche Option zu etablieren.

⁴⁴¹ Vgl.: Kapitel 4.2.5.1.

4.3 Diskussion möglicher Lösungsansätze

4.3.1 Rechentechnische Verfahren zur Berücksichtigung von Unsicherheiten

4.3.1.1 Entscheidungsregeln

Ziel von Entscheidungsregeln ist es, Unsicherheiten, die im Vorfeld – etwa aufgrund einer unvollständigen Datenbasis – nicht ausgeschlossen werden können, im Zuge der eigentlichen Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen, so dass trotzdem eine adäquate Entscheidungsgrundlage gewährleistet werden kann. Sofern im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung von einer Risikosituation ausgegangen werden kann, gelten als wichtigste Verfahren für die Entscheidungsfindung die μ -Regel (auch ‚Bayes-Regel‘), das (μ, σ) -Prinzip und das Bernoulli-Prinzip, wobei letzteres sowohl die μ -Regel als auch das (μ, σ) -Prinzip als Sonderfälle mit einschließt.⁴⁴² Wie durch die Bezeichnung als ‚Regel‘ bereits angedeutet, bestimmen diese Verfahren aus einer endlichen Menge möglicher Entscheidungen nach Maßgabe ihrer relativen Vorteilhaftigkeit und Eintrittswahrscheinlichkeit sowie der individuellen Einstellung des Entscheidungsträgers hinsichtlich unsicherer Erwartungen eine zu wählende Alternative. Ohne vertieft auf die einzelnen Regeln eingehen zu müssen,⁴⁴³ bereiten neben der notwendigen Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung im Vorfeld der Entscheidung die Quantifizierung der sog. ‚Risikonutzenfunktion‘ des Entscheidungsträgers im Rahmen des Bernoulli-Prinzips Schwierigkeiten (bzw. seiner Risikopräferenzen bei der Anwendung des (μ, σ) -Prinzips).⁴⁴⁴ Dies dürfte für Belange des Energiemanagement deswegen von besonderer Bedeutung sein, weil hier aufgrund des infrastrukturellen Charakters der Energienutzung auch alle der betrieblichen Energieumwandlung nachgelagerten Prozesse in die Risikonutzenfunktion mit einzubeziehen sind.

Zwar wird das Bernoulli-Prinzip bei Kenntnis der entsprechenden Risikonutzenfunktion als „das rationale Entscheidungsprinzip für Risikosituationen angesehen“⁴⁴⁵. Dennoch sollte insbesondere für das betriebliche Energiemanagement hinterfragt werden, inwieweit hier überhaupt von Risikosituationen ausgegangen werden kann.

⁴⁴² Vgl.: LAUX [1998, S. 143].

⁴⁴³ Eine detaillierte Darstellung der einzelnen Methoden findet sich etwa bei: LAUX [1998, S. 162ff] oder KRUSCHWITZ [2003, S. 286ff].

⁴⁴⁴ Vgl.: BAMBERG [2002, S. 116] und MENGES [1974, S. 179].

⁴⁴⁵ BAMBERG [2002, S. 117].

So kann aufgrund der Vielzahl von Determinanten und deren komplexer Beziehungsstruktur keinesfalls angenommen werden, dass sich die Energiepreisentwicklungen der Vergangenheit ohne weiteres in die Zukunft fortschreiben ließen, was die Entwicklung einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zumindest erschwert. Darüber hinaus kann jedoch aufgrund der mitunter langen Nutzungsdauer der Umwandlungstechnologie nicht ausgeschlossen werden, dass während des relevanten Planungszeitraums solche Entwicklungen eintreten, die zuvor keinen nennenswerten Einfluss auf die Energiepreise hatten und daher auch nicht durch bisherige Beobachtungen berücksichtigt werden konnten. Als Beispiel hierfür könnten etwa neue energiepolitische Eingriffe in das Marktgeschehen genannt werden. Insofern scheint es durchaus fraglich, ob Risikosituationen überhaupt im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements unterstellt werden dürfen, oder ob nicht von vorneherein Ungewissheiten – und sei es hinsichtlich der angenommenen Wahrscheinlichkeitsverteilung – Berücksichtigung finden müssen.

Als gängige Entscheidungsregeln für Ungewissheitssituationen gelten die Maximin- und Maximax-Regel, die Hurwicz-Regel, die Savage-Niehans-Regel und die Laplace-Regel.⁴⁴⁶ Ohne wiederum auf die Verfahren im Detail einzugehen⁴⁴⁷ lässt sich festhalten, dass die Maximin- und Maximax-Regel diejenige Handlungsalternative ermitteln, die zu wählen ist, wenn der Entscheidungsträger den ungewissen Konsequenzen mit einer extrem optimistischen bzw. extrem pessimistischen Einstellung gegenüber steht. Die Hurwicz-Regel kombiniert diese beiden Extremwertregeln unter Einbeziehung der individuellen Risikopräferenz des Entscheidungsträgers, wohingegen die Savage-Niehans-Regel diejenige Alternative bestimmt, welche im Fall einer Fehlentscheidung mit den geringsten negativen Folgen verbunden wäre. Die Laplace-Regel trägt der Kritik Rechnung, dass die vorangegangenen Verfahren lediglich auf eine (Maximax- und Maximin-Regel) bzw. zwei (Hurwicz-Regel) der möglichen Handlungskonsequenzen abstellen und so ebenfalls denkbare Ergebnisse – und damit auch vorliegende Informationen – vernachlässigen. Allerdings wird hierfür angenommen, dass sämtliche Handlungskonsequenzen die gleiche Eintrittswahrscheinlichkeit besitzen, so dass die Laplace-Regel weniger ein Instrument für Ungewissheitssituationen darstellt, sondern eher als eine Sonderform der μ -Regel zu identifizieren ist.⁴⁴⁸

⁴⁴⁶ Vgl. etwa: SALIGER [1993, S. 80ff].

⁴⁴⁷ Eine ausführlichere Beschreibung der Verfahren liefert etwa: BORCH [1969, S. 125 ff] oder BERENS [2002, S. 66ff].

⁴⁴⁸ Vgl.: LAUX [1998, S. 113].

Egal, welche Methode tatsächlich Anwendung findet bleibt zu konstatieren, dass allen Entscheidungsregeln grundsätzlich nicht zu vernachlässigende Kritikpunkte gegenüber stehen, die sowohl die notwendigen Annahmen als auch die Verfahren an sich betreffen. Es ist fraglich, ob im Fall von Unsicherheiten überhaupt Methoden Einsatz finden sollten, die in Form von Regeln eine Auswahl zwischen denkbaren Alternativen treffen, oder ob nicht vielmehr eine Strukturierung des Entscheidungsproblems hinsichtlich kritischer Größen erfolgen könnte. Ob also nicht besser versucht werden sollte, Unsicherheiten „aufzudecken, zu analysieren und in rationaler Form in die Entscheidungsfindung mit einzubeziehen.“⁴⁴⁹ Auf diese Weise wird zwar nicht das eigentliche Entscheidungsproblem gelöst, jedoch kann so dessen Komplexität reduziert werden, ohne dass sich der Entscheidungsträger von vorneherein auf eine – möglicherweise falsche – Entscheidung festlegen muss.

Hinzu kommt, dass eine Übertragung der beschriebenen Verfahren auf Investitionsentscheidungen in der Praxis häufig zu einem nicht unerheblichen Arbeitsaufwand führt.⁴⁵⁰ Ob die hiermit verbundene Kostenbelastung gerechtfertigt ist, hängt nicht zuletzt davon ab, inwiefern die Unsicherheit überhaupt für eine Entscheidung von Bedeutung ist. So ist es denkbar, dass zwar erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der Quantifizierung eines bestimmten Parameters bestehen, dieser aber in seiner Bedeutung für das Endergebnis nur eine untergeordnete Rolle spielt und insofern für die weitere Planung weitgehend vernachlässigt werden kann.

4.3.1.2 Planungshilfen

Als klassische Verfahren werden in diesem Kontext üblicherweise das Korrekturverfahren, die Sensitivitätsanalyse, die Risikoanalyse und das Entscheidungsbaumverfahren (auch als ‚sequentielle Planung‘ bezeichnet) genannt.⁴⁵¹ Hierbei gilt das Korrekturverfahren, bei dem „an sämtlichen Schätzwerten, die in die Investitionsrechnung einfließen, [...] mit reinem Fingerspitzengefühl Risikozuschläge oder -abschläge vorgenommen“⁴⁵² werden, allerdings nur als einfache Hilfsrechnung, die als Methode „für die Einbeziehung der Unsicherheit in die Investitionsrechnung nicht besonders geeignet“⁴⁵³ scheint. Ein methodisch ähnliches Vorgehen erfolgt im Rahmen von Sensitivitätsanalysen, bei denen ebenfalls Wirtschaftlichkeitsrechnun-

⁴⁴⁹ KLOOK [1986, S. 41].

⁴⁵⁰ Vgl.: KRUSCHWITZ [2003, S. 307].

⁴⁵¹ Vgl.: GÖTZE [2004, S. 390ff] oder KRUSCHWITZ [2003, S. 310ff].

⁴⁵² KRUSCHWITZ [2003, S. 311].

⁴⁵³ GÖTZE [2004, S. 391].

gen unter Variation der Eingangsparameter durchgeführt werden. Allerdings liegt hier das vornehmliche Ziel nicht darin, eine konkrete Aussage über die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Investition zu erarbeiten, sondern vielmehr in der Identifikation derjenigen Determinanten, die für das Ergebnis besonders ausschlaggebend sind. Auch lassen sich in einem zweiten Schritt kritische Werte ermitteln, welche die jeweiligen Parameter nicht über- oder unterschreiten dürfen, damit die Wirtschaftlichkeit der Investition weiter gewährleistet ist. Zwar sind Sensitivitätsanalysen nicht dazu geeignet, Entscheidungsprobleme unter Unsicherheit zu lösen, dennoch liefern sie wichtige Informationen darüber, ob die bestehenden Ungewissheiten überhaupt für die Entscheidungsfindung relevant sind, oder ob diese aufgrund ihrer geringen Bedeutung vernachlässigt werden können.⁴⁵⁴ Auch ermöglicht die Kenntnis der kritischen Werte der sensitiven Parameter, deren zukünftige Entwicklung etwa über vertragliche Vereinbarungen entsprechend abzusichern.⁴⁵⁵

Wesentlicher Kritikpunkt der vorgestellten Entscheidungsregeln bei Risiko war die notwendige Angabe von Erwartungswerten für die Ergebnisse der möglichen Handlungsoptionen. Dies ist umso schwieriger, als die Ergebnisse – zumeist in Form von Kapitalwerten – aggregierte Größen darstellen, die wiederum aus einer Vielzahl von Inputfaktoren gebildet werden. An dieser Stelle setzt die Risikoanalyse an, deren Ziel es ist, eine Dichtefunktion der Erfolgsgröße aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Inputdaten abzuleiten.⁴⁵⁶ Grundsätzlich können hierfür entweder analytische oder simulative Verfahren zum Einsatz kommen. Allerdings gelingt eine analytische Entwicklung des Risikoprofils nur in Ausnahmefällen,⁴⁵⁷ so dass sich die bekannt gewordenen praktischen Risikoanalyse-Konzeptionen vornehmlich der Simulation zur Ermittlung der Ergebnisverteilung bedienen.⁴⁵⁸ Hierzu werden gemäß der unterstellten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Inputgrößen Folgen von Zufallszahlen simuliert, aus welchen unter Einbeziehung der sicheren Größen ein Ergebniswert ermittelt wird. Bei genügend vielen Simulationsläufen erhält man so eine ausreichend stabile Häufigkeitsverteilung des Ergebniswerts. Auch aufgrund der stetig verbesserten Rechenkapazität moderner Informationstechnologien wird

⁴⁵⁴ Vgl.: KRUSCHWITZ [2003, S. 318].

⁴⁵⁵ Als ein solches Instrument lassen sich die in der Gaswirtschaft gängigen ‚Take-Or-Pay‘ Verträge interpretieren, welche im Endeffekt die jährlichen Abnahmemenge von Erdgas fixieren, also das Mengenrisiko für den Anbieter ausschließen. Dieser erklärt sich allerdings im Gegenzug bereit, über Preisanpassungsklauseln das Risiko veränderter Marktpreise für den Abnehmer zu übernehmen. Vgl. etwa: BOLLE [1989, S. 252].

⁴⁵⁶ Vgl.: ADAM [1996, S. 265].

⁴⁵⁷ Vgl.: ADAM [1996, S. 266].

⁴⁵⁸ Vgl.: BLOHM [1995, S. 279].

diese Methode in der Literatur durchaus positiv bewertet, doch existiert auch hier eine Reihe von Problemen.⁴⁵⁹ Insbesondere ist erneut das notwendige Wissen über A-Priori Verteilungen zu nennen, die sich zwar nicht unmittelbar auf den Ergebniswert, jedoch auf dessen Determinanten beziehen. Dies ist für das betriebliche Energiemanagement umso bedeutender, als hier ja vor allem die Prognose der langfristigen Energiepreisentwicklung Schwierigkeiten bereitet, was auch durch die Anwendung der Risikoanalyse nicht umgangen werden kann.

Während die bisher vorgestellten Verfahren die Auswirkungen einer Entscheidung für oder gegen eine bestimmte Maßnahme in Hinblick auf die dann möglichen zukünftigen Handlungsoptionen vernachlässigt haben, bezieht die sequentielle Planung genau diese intertemporalen Interdependenzen mit in die Wirtschaftlichkeitsbewertung ein. Hierfür werden die (endlich vielen) denkbaren Umweltzustände und deren Eintrittswahrscheinlichkeit in Verbindung mit den jeweiligen Reaktionsmöglichkeiten des Entscheidungsträgers in einem mehrperiodischen Modell verarbeitet, als dessen Ergebnis die Wirtschaftlichkeit für jeden der möglichen zustandsbedingten Handlungspfade ermittelt wird.⁴⁶⁰ Aus der Menge der bewerteten Handlungsoptionen lässt sich dann mit Hilfe von Entscheidungsregeln der optimale Handlungspfad je nach Risikopräferenz des Entscheidungsträgers identifizieren. Auch ermöglicht das Entscheidungsbaumverfahren eine Abbildung von Informationsmehrung im Zeitablauf, indem unterstellt wird, dass je nach Umweltzustand unterschiedliche Zukunftserwartungen vorliegen können. Problematisch hierbei ist vor allem der Planungsaufwand, der „sehr schnell beträchtliche Größenordnungen annehmen“⁴⁶¹ kann, was aufgrund der Langlebigkeit der Umwandlungstechnologien nicht zuletzt für Fragestellungen des Energiemanagements der Fall sein dürfte.

4.3.1.3 Beurteilung der rechentechnischen Verfahren

Wie die vorangegangenen Ausführungen gezeigt haben, können im Fall unsicherer Erwartungen auch die hierfür entwickelten rechentechnischen Verfahren nicht garantieren, dass sich eine heute getroffene Entscheidung in Zukunft als optimal erweist. Dies gilt insbesondere in Ungewissheitssituationen, für die keine Erwartungswerte hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen angegeben werden können. In einschlägiger Literatur findet sich allerdings die Argumentation, dass solche Ungewissheitssituationen primär als theoretisches Konstrukt anzusehen sind und

⁴⁵⁹ Vgl.: KRUSCHWITZ [1998, S. 329], ADAM [1996, S. 275].

⁴⁶⁰ Für die Darstellung des Verfahrens im Einzelnen vgl. etwa: LAUX [1998, S. 280ff], KRUSCHWITZ [2003, S. 329ff] oder GÖTZE [2004, S. 429ff].

⁴⁶¹ KRUSCHWITZ [2003, S. 338].

nur geringe praktische Bedeutung besitzen.⁴⁶² Begründet wird dies mit der Annahme, dass der Entscheidungsträger aufgrund seiner allgemeinen Erfahrung in der Regel in der Lage ist, zumindest gewisse Glaubwürdigkeitsintervalle für die diskutierten Entwicklungslinien zu bilden. Zudem wird angeführt, dass in den Fällen, in denen der Entscheidungsträger tatsächlich über keinerlei Information zur Prognose verfügt, dennoch ein bestimmtes Wahrscheinlichkeitsurteil zu rechtfertigen ist. Sind die abzuschätzenden Entwicklungen nicht von anderen Elementarereignissen abhängig, so ist es nach dem „Prinzip des unzureichenden Grundes“⁴⁶³ gerechtfertigt, eine Gleichverteilung für die zu prognostizierenden Werte anzunehmen. Deutlich wird dies an folgendem Beispiel: Ein Entscheidungsträger soll eine Aussage darüber treffen, welcher von zwei Bergen der höhere ist, über die er nur weiß, dass sie nicht gleich hoch sind. Nur im Fall einer korrekten Wahl erhält er einen Betrag von 1000 Geldeinheiten. Da dem Entscheidungsträger beide Berge völlig unbekannt sind, wird er „eine beliebige der Alternativen [...] wählen. Der Entscheider verhält sich dann so, als ob beide Zustände gleichwahrscheinlich seien.“⁴⁶⁴

Dieser Argumentation kann m. E. jedoch nur bedingt gefolgt werden: Zwar wird nicht grundsätzlich bestritten, dass es zumeist möglich ist, in solchen Fällen, in denen keine objektiven Wahrscheinlichkeiten vorliegen, aufgrund individueller Vorstellungen subjektive Erwartungswerte zu schätzen, was die Anwendung risikobasierter Methoden zulässt. Jedoch ist fraglich, inwiefern dies zweckmäßig ist, oder anders: inwiefern dies die Entscheidungssituation des Entscheidungsträgers auch verbessert. Zwar ermöglichen es risikobasierte Methoden, exaktere Aussagen hinsichtlich der Vorteilhaftigkeit einer Handlungsoption zu treffen als Methoden zur Berücksichtigung von Ungewissheit, jedoch nur unter der Bedingung, dass die unterstellten Erwartungswerte bzw. Wahrscheinlichkeitsverteilungen auch wahr sind. Dies muss aber insbesondere im Fall subjektiver Schätzungen keinesfalls zutreffen. Obwohl dann also rein formal die Anwendung risikobasierter Methoden möglich ist, muss doch Ungewissheit darüber herrschen, ob diese auch die richtigen Ergebnisse liefern. Da zu vermuten ist, dass sich der Entscheidungsträger dieses Dilemmas bewusst ist, ist schließlich fraglich, welchen Stellenwert er den so ermittelten Ergebnissen dann noch einräumen kann.

⁴⁶² Vgl. auch im Folgenden: LAUX [1998, S. 114ff].

⁴⁶³ LAUX [1998, S. 115].

⁴⁶⁴ LAUX [1998, S. 115].

Verdeutlichen lässt sich dies unmittelbar an obigem Beispiel, sofern dieses an ökonomische Realitäten angepasst wird: So herrscht in der beschriebenen Situation allenfalls bedingte Ungewissheit. Der Entscheidungsträger kann sich nämlich gewiss sein, dass er entweder 1000 Geldeinheiten erhält oder sich bei einer Fehlentscheidung nicht schlechter stellt. In der betrieblichen Praxis dürfte eine derart komfortable Ausgangsposition jedoch kaum anzutreffen sein. Vielmehr ist davon auszugehen, dass falsche Entscheidungen mit negativen Konsequenzen, etwa in Form niedrigerer Gewinne – oder gar Verluste – verbunden sind. Hinzu kommt, dass auch über die zukünftige Höhe des wirtschaftlichen Vor- oder Nachteils einer Entscheidung keine sichere Aussage getroffen werden kann.

Übertragen auf das Beispiel bedeutet dies, dass der Entscheidungsträger zwar noch immer den höheren Berg bestimmen soll. Im Fall einer richtigen Antwort kennt er jedoch nicht den Preis, der ihm ausgezahlt wird, und bei einer falschen Antwort auch nicht den Betrag, den er als Strafe abzugeben hat. Dann aber ist fraglich, ob er die Entscheidung überhaupt treffen wird, oder auf eine Wahl nicht von vorneherein verzichtet. Zwar könnte in diesem Kontext ebenfalls argumentiert werden, dass der Entscheidungsträger gemäß des Prinzip des unzureichenden Grundes davon ausgehen kann, dass auch die Höhe der Strafe bzw. des Preises gleichverteilt ist und so außer im Fall von Risikoaversion kein Grund vorläge, eine Wahl auf ‚gut Glück‘ nicht zu treffen. Dies vernachlässigt aber den Umstand, dass der Entscheidungsträger in der Regel gar nicht in der Lage sein wird, mehr als einen bestimmten Betrag an Strafe zu zahlen. Gleiches gilt offensichtlich auch für unternehmerische Entscheidungen, die stets in Hinblick auf das gesamte betriebliche Zielsystem zu beurteilen sind, die also auch solche Anforderungen berücksichtigen müssen, wie sie etwa für den Liquiditätsgrad oder die Finanzierungsstruktur gelten, welche insofern als weitere restriktive Elemente den Entscheidungsprozess beeinflussen. Dass diese Problemstellung insbesondere für Investitionsentscheidungen des Energiemanagements Relevanz besitzt, ergibt sich unmittelbar aus dem Sachverhalt, dass dieses als ein Subsystem anzusehen ist, welches der ursächlichen betrieblichen Tätigkeit und damit auch den hiermit verbundenen Zielsetzungen untergeordnet ist.

4.3.1.4 Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement

Wenn aber die Berücksichtigung von Unsicherheiten durch rechentechnische Verfahren zu keinem befriedigendem Ergebnis führt, so müssen andere – oder zumindest zusätzliche – Wege gefunden werden, Informationsdefizite zu berücksichtigen. Als Erstes könnte hierfür die Verbesserung der Informationsbasis in Frage kommen, also die Beschaffung und Verarbeitung solcher Daten, mit deren Hilfe sich Informationen über die als unsicher erachteten Ereignisse generieren lassen. Neben den bereits zuvor beschriebenen Schwierigkeiten, die ein solches Informationsmanagement mit sich bringt, kommt hier noch hinzu, dass der relevante Erkenntnisbereich außerhalb der Unternehmensgrenzen liegt, sich also bestimmte Informationen von vornherein nicht beschaffen lassen, da diese der Öffentlichkeit nicht zugänglich sind. Für die Entwicklung der Elektrizitätspreise ist es so etwa nicht unerheblich, in welchem Zustand sich die Kraftwerkparks der EltVU befinden, wie sich die Wartungs- und Instandhaltungskosten entwickeln und vor allem, wann Erweiterungs- und/oder Erneuerungsinvestitionen anstehen.⁴⁶⁵ Gerade aber solche erfolgsrelevanten und damit sensiblen Angaben dürften höchstens in Ausnahmefällen die jeweiligen Unternehmen verlassen.

Darüber hinaus ist zu bedenken, dass aufgrund der langfristig angelegten Planung oftmals gar keine Daten existieren, die Auskunft über Entwicklungen am Ende der Planungsperiode geben könnten. So ist offensichtlich kaum abzuschätzen, welche Auswirkungen derzeitige politische, marktliche oder technologische Entwicklungen auf das Energiepreisniveau in zwei Jahrzehnten haben werden, egal wie umfangreich die Informationsbasis hierfür auch ist. Forciert wird diese Problemstellung noch durch die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiemärkte, die in weiteren Unsicherheitsfaktoren für eine Prognose resultieren, was umso bedeutender ist, da die beiden Energieträger Strom und Gas – außer im Verkehrsbereich – zur Erzeugung jeder beliebigen Nutzenergie eingesetzt werden können und insofern als Investitionsalternativen stets zu berücksichtigen sind. Den Unternehmen ist es so im Allgemeinen nur möglich, „Planungen für die unmittelbar bevorstehenden Perioden aufzustellen, durch welche es gelingt, die Entwicklung des Unternehmens zu kontrollieren und Gefahrenpunkte rechtzeitig zu erkennen“⁴⁶⁶.

Es ist insofern nicht verwunderlich, dass Unternehmen die Amortisation des investierten Kapitals nach einer entsprechend kurzen Zeitdauer anstreben, die

⁴⁶⁵ Vgl.: SCHMITT [2004a, S. 19,20].

⁴⁶⁶ ALBACH [1975, S. 371].

häufig die eigentliche Nutzungsdauer des Investitionsobjekts deutlich unterschreitet, was insbesondere für die langlebigen Anlagen der Energieumwandlung der Fall ist. So fordern Betriebe der mittelständischen Wirtschaft für Investitionen eine durchschnittliche Amortisationszeit von rund vier Jahren.⁴⁶⁷ Fast 80 % der befragten Unternehmen verlangen für Investitionen in Energieeinsparungen dieselbe oder gar eine kürzere Zeit, was dazu führt, dass langfristig durchaus vorteilhafte Energieeinsparmaßnahmen dennoch nicht durchgeführt werden.⁴⁶⁸ Weiterhin bedeutet dies auch, dass im Fall einer notwendigen Erneuerungs- oder Erweiterungsinvestition tendenziell diejenige Alternative begünstigt ist, welche die geringere Kapitalbindung – und damit die kürzere Abschreibedauer – aufweist. Hinzu kommt, dass Investitionen in die Energieumwandlung nicht nur durch die generell bestehenden finanzwirtschaftlichen Restriktionen beschränkt sind,⁴⁶⁹ sondern auch in Konkurrenz zu solchen Investitionsvorhaben stehen, die unmittelbar auf den Unternehmenszweck ausgerichtet sind und denen von Seiten der Unternehmensführung zumeist eine höhere Priorität eingeräumt wird.⁴⁷⁰

Zusätzlich führt das Wissen um die hohen Unsicherheiten bei Prognosen über die langfristige Entwicklung der relevanten Energiemärkte dazu, dass bei der Bewertung der Investitionsprojekte neben der kurzen Amortisationszeit auch ein verhältnismäßig hoher Kalkulationszins angesetzt wird, was ebenfalls zu einer Begünstigung energieintensiver Alternativen gegenüber kapitalintensiven Alternativen führt. Insgesamt ist daher zu vermuten, dass – zumindest langfristig – eine Substitution von Energie durch Kapital tendenziell zu einer Senkung der Kosten der betrieblichen Energienutzung führen dürfte.

4.3.2 Unternehmenskooperationen

Um diese Optimierungspotentiale allerdings zu erschließen, ist es notwendig, die genannten Hemmnisse hinsichtlich Amortisation, Finanzierung und Liquidität abzubauen, was zunächst durch eine Verteilung des Risikos auf mehrere Kooperationspartner erfolgen könnte. So existiert eine Reihe von Industrieparks, in denen verschiedene Unternehmen ihre – zumeist energieintensiven – Betriebsstätten zusammengefasst haben, um gemeinsam eine zentrale Umwandlungsanlage für die

⁴⁶⁷ Vgl.: GRUBER [1990, S. 143].

⁴⁶⁸ Vgl.: NIEBISCH [1999, S. 70].

⁴⁶⁹ Vgl. hierzu etwa: ALBACH [1962, S. 49ff].

⁴⁷⁰ Vgl.: GRUBER [1990, S. 145].

benötigte Wärme und/oder Elektrizität nutzen zu können.⁴⁷¹ Neben der Reduktion des mit dem Bau und Betrieb dieser Anlagen verbundenen Risikos für das einzelne Unternehmen hat eine solche Kooperation den Vorteil, dass durch die Zusammenfassung der jeweiligen Lastprofile eine Durchmischung erreicht werden kann, die zu einer besseren Anlagenauslastung führt. Zudem ist es möglich, durch die Ausrichtung der Anlage am gemeinsamen Energiebedarf eine Senkung der Investitionskosten durch Größendegressionseffekte zu erzielen.

Allerdings können sich im Rahmen der Kooperation auch unterschiedliche Schwierigkeiten ergeben. So hängt die Antwort auf die Frage, ob eine Gemeinschaftslösung gegenüber Einzelversorgungskonzepten tatsächlich von Vorteil ist, maßgeblich von den konkret vorliegenden Bedarfsstrukturen ab und muss daher stets für den Einzelfall geprüft werden. Dies ist nicht zuletzt auch deshalb problematisch, weil nur solche Betriebe für eine Kooperation in Frage kommen, die sich in räumlicher Nähe der zu errichtenden Anlage befinden und somit die Auswahl an möglichen Kooperationspartner von vornherein stark eingeschränkt ist.

Probleme ergeben sich auch bei der Verrechnung der Fixkosten einer gemeinsamen Erzeugungsanlage auf die einzelnen Betriebe, da je nach individuellem Lastprofil unterschiedliche Gesamtkosten resultieren. So gilt zunächst, dass Betriebe mit einem über die Zeit ausgeglichenen Energiebedarf geringere Kosten verursachen als solche Betriebe, deren Nachfrage sich in vereinzelt hohen Lastspitzen äußert, da diese c. p. eine schlechtere Anlagenauslastung zur Folge haben. Eine Verrechnung kann hier durch die Einbeziehung des bereits vorgestellten ‚Gleichzeitigkeitsfaktors‘ erfolgen. Allerdings vernachlässigt eine solche Betrachtung den relativen Zeitpunkt des Energiebedarfs bezogen auf die Bedarfszeiten der übrigen Betriebe, aus dem sich der Effekt der Durchmischung ableitet. So kann ein Betrieb mit einem niedrigen Gleichzeitigkeitsfaktor dennoch zur Senkung der Gesamtkosten beitragen, wenn dessen Lastspitzen nämlich in solchen Zeiten auftreten, in denen bisher lediglich ein geringer Bedarf bestand.

Dies ist umso problematischer, als der Energiebezug in Schwachlastzeiten – also vor allem nachts und an werkfreien Tagen – für das jeweilige Unternehmen üblicherweise mit negativen Trade-Offs verbunden ist, zu denen etwa die in dieser Zeit höheren Personalkosten gehören. Interessanterweise findet dieser Aspekt in der Literatur keine besondere Aufmerksamkeit, was allerdings auch daran liegen dürfte, dass für diese Problemstellung – ähnlich wie für die Verrechnung von

⁴⁷¹ Vgl.: FICHTNER [1988, S. 23ff].

Kuppelproduktionskosten – wesensimmanent keine universelle Lösung existiert, sondern dass diese vielmehr im Einzelfall über Verhandlungen gefunden werden muss. Mit der Etablierung transparenter Marktplätze könnte allerdings – zumindest für den Strombereich – eine Möglichkeit darin liegen, zeitlich differenzierte interne Verrechnungspreise zu bilden, die sich an den jeweiligen Marktverhältnissen – etwa an der deutschen Strombörse EEX – orientieren.

Als weitere relevante Problempunkte werden in diesem Zusammenhang die aufwändigeren Genehmigungsverfahren bei größeren Anlagen, mangelnde fachliche Kompetenz der Entscheidungsträger in kleinen Betrieben, und asymmetrische Verteilung von Information in der Planungsphase genannt.⁴⁷² So müssen sich alle Beteiligten bei der Planung, „die aufgrund der Komplexibilität von GA [Gemeinschaftsanlagen] i. a. aufwendiger als bei Einzelanlagen sein dürfte“⁴⁷³ darauf verlassen, dass Prognosen etwa hinsichtlich Erweiterungs- und Rationalisierungsmaßnahmen oder Produktionsveränderungen, die in einer Änderung des Energiebedarfs resultieren, von den jeweils anderen Projektbeteiligten korrekt eingeschätzt und kommuniziert werden. Ist dies nicht der Fall, so sind wirtschaftliche Nachteile auch für die übrigen Unternehmen die Folge, deren Einschätzung hinsichtlich ihrer eigenen Bedarfsentwicklung treffend gewesen sind. Schließlich liegt ein wesentlicher Nachteil von Kooperationslösungen darin, dass hierfür offensichtlich nur solche Umwandlungsprozesse in Frage kommen, deren Ausbringungsenergie auch von allen ansässigen Betrieben genutzt wird und somit betriebsindividuelle Maßnahmen außen vor bleiben müssen.

4.3.3 Contracting

Als eine denkbare Lösung lässt sich in diesem Kontext das Contracting anführen. Hierbei handelt es sich um eine Dienstleistung, in deren Rahmen ein Contractor als externer Anbieter die Finanzierung, Umsetzung und langfristige Begleitung von Maßnahmen zur Optimierung der energetischen Versorgung des Contracting-Nehmers übernimmt.⁴⁷⁴ Konkret könnte ein Contractor etwa anbieten, sowohl die Planung und Errichtung als auch die Betriebsführung inkl. Wartung und Instandhaltung einer KWK-Anlage zur Erzeugung der benötigten thermischen und elektrischen Energie im eigenen Namen und auf eigene Rechnung zu übernehmen. Hierfür hat der Abnehmer der erzeugten Energien über die Nutzungsperioden einen bestimm-

⁴⁷² Vgl. auch im Folgenden: FICHTNER [1988, S. 244ff].

⁴⁷³ FICHTNER [1988, S. 250].

⁴⁷⁴ Vgl.: BURKERT [2001, S. 83].

ten Betrag zu entrichten. Contracting umfasst jedoch nicht zwangsläufig die betriebliche Eigenerzeugung von Energie, sondern bezieht sich auch auf alle denkbaren Maßnahmen, die eine Substitution von Energie durch Kapital zur Folge haben. Es stellt eine Kombination von informations- (Planung), finanz- (Errichtung) und koordinationsbezogenen (Betrieb) Dienstleistungen dar und geht daher auch deutlich über reine Beratungsmaßnahmen hinaus. Als Contractoren kommen insbesondere solche Unternehmen in Frage, die sowohl über ausreichende fachliche Kompetenz als auch über die nötigen finanziellen Ressourcen verfügen, also nicht zuletzt EVU und Anlagenhersteller, die auf diese Art ihr Angebot zu vertiefen suchen. Auch wenn Contracting erst im Rahmen der absehbaren Liberalisierung ins marktliche und wissenschaftliche Interesse gerückt ist,⁴⁷⁵ wird Contracting seitens einiger EVU bereits als ihr wichtigstes Energiedienstleistungsangebot angesehen.⁴⁷⁶

Aus Anwendersicht lässt sich Contracting als ein Fremdbezug von Nutzenergie interpretieren, durch den die betriebsinterne Umwandlung von Endenergie entfallen kann. Denn obwohl sich die Umwandlungsanlagen aufgrund der mangelnden Transportfähigkeit – etwa von Prozesswärme – in räumlicher Hinsicht noch innerhalb der Betriebsstätte befinden, ist das Unternehmen hierfür nicht mehr verantwortlich und bezieht die Nutzenergie als Vorleistung. Dies bedeutet gleichzeitig, dass das Risiko, das mit dem Bau und Betrieb einer solchen Anlage einhergeht, vom Contractor übernommen wird.⁴⁷⁷ Zudem müssen keine Humanressourcen in einem Aktionsbereich gebunden werden, der üblicherweise nicht zu den betrieblichen Kernkompetenzen zu zählen ist, sondern es kann stattdessen auf Expertenwissen zurückgegriffen werden.

Vor allem aber resultiert die Herauslösung der Energieumwandlung aus dem Betriebsprozess darin, dass finanzielle Restriktionen überwunden und Konflikte zwischen Maßnahmen des Energiemanagements und übergeordneten Unternehmenszielen zumindest reduziert werden können. So wirkt sich die Übergabe von Investitionsprojekten zur Eigenerzeugung und/oder Energieeinsparung an finanzstarke Spezialisten in mehrfacher Hinsicht vorteilhaft auf die Wirtschaftlichkeit aus: Ist realistischerweise davon auszugehen, dass ein Contractor über eine bessere Kenntnis der relevanten Energiemärkte verfügt als ein potentieller Contracting-

⁴⁷⁵ So findet sich etwa bei BRETTAR: „Die benötigte Nutzenergie muß bei der jeweiligen Anwendung in jedem Fall vom Industriebetrieb in Eigenregie bereitgestellt werden.“ [1988, S. 36].

⁴⁷⁶ Vgl.: SCHÜNEMANN [2004, S. 498].

⁴⁷⁷ In Abhängigkeit der Vertragsgestaltung ist jedoch davon auszugehen, dass ein gewisses Risiko stets beim Contracting-Nehmer verbleiben wird, etwa durch vereinbarte Mindestabnahmemengen.

Nehmer, sieht sich der Contractor auch weniger Unsicherheiten ausgesetzt. Als Folge wird dieser auch bereit sein, für ein und dieselbe Investition c. p. eine längere Amortisationszeit in Kauf zu nehmen bzw. einen niedrigeren Kalkulationszins anzusetzen, als es für den Contracting-Nehmer in Frage käme. Hinzu kommt, dass als Contractoren nicht selten finanzstarke Unternehmen auftreten, die über einen besseren Zugang zum Kapitalmarkt verfügen, was sich in geringeren Fremdkapitalkosten niederschlägt. Durch diesen doppelten Hebel können dann eventuell auch Projekte realisiert werden, die von dem Contracting-Nehmer ursprünglich als unwirtschaftlich bewertet wurden.

Andererseits steht dieser Lösung auch eine Reihe von Hemmnissen gegenüber, zu denen aus Sicht des Contracting-Nehmers zunächst das entstehende Abhängigkeitsverhältnis gegenüber dem Contractor zu zählen ist. Ein solches existiert zwar auch ohne die Inanspruchnahme von Contracting für die Lieferung von Endenergie, allerdings kann hierfür auf eine Vielzahl potentieller Lieferanten zurückgegriffen werden, wohingegen sich der Kunde beim Contracting an einen einzigen Partner bindet. Dies wiegt umso schwerer, als die Bindung notwendigerweise über einen langen Zeitraum erfolgen muss. Problematisch ist auch die Frage, wie Änderungen der Produktionsbedingungen zu behandeln sind:

Diese können dazu führen, dass eine gemäß der bisherigen Nutzungscharakteristik optimierte Anlage die Energieversorgung nur noch zu höheren Kosten zu gewährleisten kann, was den Contractor c. p. offensichtlich schlechter stellt. Gleichzeitig wird kaum ein Betrieb in der Lage sein, sein zukünftige Produktionsprogramm über einen so langen Zeitraum genügend exakt einzuschätzen, noch wird er willens sein, aufgrund starr abgeschlossener Lieferverträge auf die Möglichkeit verzichten, flexibel auf Änderungen im Bereich seiner Absatzmärkte zu reagieren. Auch die Tatsache, dass es sich beim Contracting um einen noch verhältnismäßig jungen Markt handelt, auf dem langfristig noch keine Erfahrungen hinsichtlich Verlässlichkeit und Erfolg der Zusammenarbeit gesammelt werden konnten, ist als hemmendes Moment zu berücksichtigen.

Um all diese Schwierigkeiten überwinden zu können, bedarf es daher einer umfassenden Informationsbeschaffung sowie detaillierter vertraglicher Regelungen, was in Transaktionskosten resultiert, die als relativ hoch einzuschätzen sind. Hinzu kommt, dass aufgrund des umfassenden Leistungsspektrums von Contracting-Maßnahmen diese häufig nicht nur von einem einzigen Unternehmen übernommen werden können, sondern aus einem Konsortium unterschiedlicher Partner getragen werden, die im Vorfeld etwa Verantwortungsbereiche, Hierarchien und Haftungskonditionen

festlegen müssen, was zu entsprechenden Abstimmungsschwierigkeiten innerhalb dieser Gruppe führen kann.⁴⁷⁸

Schließlich ist noch eine Problemstellung anzusprechen, die in bisherigen Veröffentlichungen zu diesem Thema noch keine Beachtung gefunden hat: So sind nach Anbietersaussagen vor allem solche Betriebe für Contracting-Maßnahmen interessant, die einen verhältnismäßig hohen Energiebedarf aufweisen und daher tendenziell ein höheres Maß an Einsparpotential besitzen, als kleinere Betriebe mit einer relativ geringeren Energieintensität.⁴⁷⁹ Gerade aber für energieintensive Betriebe ist zu vermuten, dass diese aufgrund des höheren Energiekostenanteils über ein ausgebildetes Know-How bezüglich des rationellen Energieeinsatzes verfügen und daher auch weniger Interesse an der Dienstleistung Außenstehender haben dürften.

4.4 Zwischenfazit – Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement

Zusammenfassend bleibt zunächst festzuhalten, dass für das Management der betrieblichen Energieumwandlung folgende Instrumente in Frage kommen:

- Make-or-Buy Option
- Energieträgersubstitution
- Energieeinsparung⁴⁸⁰

Konkret gilt es, eine prinzipielle Entscheidung über die Eigenerzeugung oder den Fremdbezug der benötigten Energien zu treffen, die hierfür verwendeten Einsatzenergien auszuwählen (stets in Kombination mit der entsprechenden Umwandlungstechnologie) und das Verhältnis der für die Umwandlung benötigte Kapital- und Energiemenge zu bestimmen. Der grundsätzliche Rahmen, in dem sich dieser Gestaltungsprozess bewegt, wird sowohl von den technologischen Möglichkeiten und betrieblichen Anforderungen an Qualität und Quantität der Ausbringungsenergie bestimmt als auch von den gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich Umwandlungseffizienz, Umweltbeeinflussung und Sicherheitsbestimmungen. Die zumeist hohe Nutzungsdauer der Umwandlungstechnologien und deren hohe Anwendungsspezifität führen dazu, dass die getroffenen Entscheidungen üblicherweise von langfristiger Bedeutung sind. Insofern gilt es insbesondere, Prognosen über die Entwicklung

⁴⁷⁸ Vgl.: NIEBISCH [1999, S. 73].

⁴⁷⁹ Vgl. hierzu auch: HUNKE [2003, S. 560].

⁴⁸⁰ Und hier insbesondere mit der Ausprägung einer gesteigerten Energieeffizienz durch die Substitution zwischen Energie und Kapital.

eines entsprechend weit in die Zukunft reichenden Trends der Entscheidungsdeterminanten zu erarbeiten, was mit beachtlichen Unsicherheiten verbunden ist.

Zwar ist es grundsätzlich denkbar, diese durch ein intensiviertes Informationsmanagement zu verringern, jedoch ist es per se unmöglich, Unsicherheiten bei der Prognoseerstellung vollständig auszuschließen. Dies wiegt umso schwerer, als insbesondere für die langfristige Entwicklung der Energiepreise kaum Aussagen getroffen werden können, deren Eintrittswahrscheinlichkeit mit objektiven Werten belegbar wäre. Der Grund hierfür ist zum einen in den nicht exakt quantifizierbaren Ursache/Wirkungs-Beziehungen zu sehen, die zudem durch vielfältige Rückkopplungen gekennzeichnet sind und für deren erschöpfende Beschreibung nicht nur nationale sondern globale Entwicklungen zu erfassen wären. Darüber hinaus müssen auch die weit reichenden direkten und indirekten Eingriffe von politischer Seite bedacht werden, deren konkreter Inhalt, Umfang und Umsetzung zumeist jedoch kaum abzuschätzen sind.

Da ein vollständiger Ausschluss von Ungewissheit somit nicht möglich ist, bleibt zunächst nur deren rechentechnische Berücksichtigung im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbewertung. Allerdings ist festzuhalten, dass alle hierfür zur Verfügung stehenden Methoden mit mehr oder minder schwerwiegenden Mängeln behaftet sind, was insbesondere für die Entscheidungsregeln der Fall ist. Zwar gilt dies nicht so sehr für Planungshilfen wie etwa die Sensitivitätsanalyse, jedoch lässt sich mit diesen Verfahren lediglich die Komplexität des Planungsproblems reduzieren, ohne dass eine eindeutige Aussage über *die* optimale Entscheidung getroffen werden könnte. Insgesamt bleibt festzuhalten, dass auch die rechentechnischen Verfahren nicht geeignet sind, alle Schwierigkeiten auszuschließen, mit denen Entscheidungen über unsichere Handlungsoptionen verbunden sind.

Als Konsequenz werden Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz zumeist nur dann durchgeführt, wenn die hierdurch erzielten Energiekostenvorteile ausreichen, die notwendigen Investitionen innerhalb eines Zeitraums weniger Jahre zu amortisieren, welcher die tatsächliche Nutzungsdauer allerdings deutlich unterschreitet. Daher lässt sich folgern, dass im Fall des Neubaus von Umwandlungsanlagen tendenziell diejenige bevorzugt wird, welche die geringere Kapitalintensität aufweist. Dies geht mit dem Umstand einher, dass die Unternehmen häufig anstreben, eine langfristige Bindung von Kapital in Energieanlagen zu vermeiden, da dieses dann nicht mehr für den eigentlichen Betriebszweck zur Verfügung stünde. Als Endeffekt ist zu vermuten, dass die betriebliche Energieumwandlung häufig mit einem im Vergleich zum Kapitaleinsatz relativ zu hohen Energieeinsatz –

und somit suboptimal – erfolgt und daher die Substitution von Energie durch Kapital nicht nur aus umweltpolitischer, sondern auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht von Vorteil sein dürfte. Entsprechend gilt es für das betriebliche Energiemanagement Mittel und Wege zu finden, diese Hemmnisse zu umgehen.

In diesem Kontext ist es zunächst denkbar, die für eine Eigenerzeugung notwendigen Investitionen innerhalb einer Kooperation mit anderen Unternehmen zu tätigen. Allerdings ist hierbei zu beachten, dass eine solche Gemeinschaftslösung per se nur dann in Betracht kommen kann, wenn sich genügend Betriebe in räumlicher Nähe der zu errichtenden Anlage befinden, die zudem eine ausreichende Nachfragemenge auf sich vereinen und deren Bedarfsprofile sich in sinnvoller Weise ergänzen bzw. anpassen lassen. Insofern dürften für solche Kooperationslösungen zur Eigenerzeugung vornehmlich strom- und wärmeintensive Fertigungsbetriebe in Frage kommen, deren Produktionsprozesse sich zumindest in gewissen zeitlichen Grenzen variieren lassen. Für kleinere Betriebe oder gar Dienstleistungsunternehmen wird diese Alternative in der Regel jedoch ausscheiden.

Nicht zuletzt für diese Unternehmen bietet sich mit dem Contracting eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Risikos der betrieblichen Energieumwandlung. Hierbei übernimmt ein externer Contractor den Bau und Betrieb der Umwandlungsanlage in eigenem Namen und auf eigene Rechnung, so dass der energienutzende Betrieb als Contracting-Nehmer lediglich einen bestimmten periodischen Vergütungssatz über die Laufzeit der Anlage zu zahlen hat. Je nach Koppelung dieser Rente an die Energiepreisentwicklung übernimmt so der Contractor das Risiko fehlerhafter Preisprognosen. Aber selbst bei einer völlig kongruenten Anpassung der Contracting-Zahlungen an die Preisentwicklungen – was bedeutet, dass das Prognoserisiko vollständig beim Contracting-Nehmer verbleibt – ergeben sich dennoch betriebliche Vorteile, da es zu keiner Kapitalbindung in den zur Diskussion stehenden Umwandlungsanlagen kommt. Auch muss das Contracting anders als Kooperationslösungen nicht an Investitionen zur Eigenerzeugung gebunden bleiben, sondern kann in einem kleineren finanziellen Rahmen ebenfalls auf Projekte zur Energieeinsparung ausgeweitet werden, so dass hier dem betrieblichen Energiemanagement ein aufgrund seiner Flexibilität äußerst Interessantes Instrument zur Verfügung steht.

Einschränkend muss in diesem Zusammenhang angeführt werden, dass für den Contractor einerseits vor allem solche Unternehmen als Contracting-Nehmer interessant sind, deren Produktionsprozesse eine hohe Energieintensivität kennzeichnet. Andererseits ist es wahrscheinlich, dass genau diese Betriebe die

Energienutzung als erfolgskritische Größe identifizieren und daher kaum bereit sein werden, deren Gestaltung aus der Hand zu geben. Insofern stellt Contracting nur eine Option für solche Betriebe dar, deren Energieintensität zwar für potentielle Contractoren groß genug ist, die aber andererseits nicht dafür ausreicht, dass die betriebliche Energienutzung als maßgebliche Determinante für den Unternehmenserfolg anzusehen wäre. Jedoch ist hierbei auch zu bedenken, dass der Contracting-Markt – insbesondere in Bezug auf die Lebensdauer der betriebenen Anlagen – als verhältnismäßig jung einzuschätzen ist. Daher ist einerseits zu erwarten, dass es den Contractoren im Laufe der Zeit gelingt, durch Lerneffekte und Standardisierung Transaktionskostenvorteile zu realisieren, die es erlauben, auch kleinere Betriebe bedienen zu können.⁴⁸¹ Zum anderen werden auch energieintensive Betriebe desto eher bereit sein, Contracting als eine denkbare Option in die Planung ihrer betrieblichen Energieumwandlung aufzunehmen, je mehr positives Feedback bezüglich der realisierten Projekte anderer Unternehmen zu verzeichnen ist.

⁴⁸¹ So ist es etwa insbesondere Ziel der Stadtwerke Neuss, Contracting auch im Kleinkunden-Bereich anbieten zu können, was durch weitgehende Standardisierungen ermöglicht werden soll. Vgl.: HUNKE [2003, S. 560f].

5 MANAGEMENT DER ENERGIEBESCHAFFUNG

5.1 Identifikation grundsätzlicher Potentiale und Restriktionen

5.1.1 Energiehandel und Portfoliomanagement

Die Energiebeschaffung stellt die Schnittstelle zwischen Betrieb und Umwelt dar. Wie jedes System sind auch Betriebe nicht in der Lage, ihre Handlungsfähigkeit als in sich geschlossene Einheit ohne jeglichen Input von der Außenwelt längerfristig aufrecht zu erhalten. Besonders deutlich ist dies im Fall der Energienutzung zu erkennen. Selbst wenn unterstellt wird, dass durch Recycling-Maßnahmen die maximal mögliche Menge an Abfallenergie einer erneuten Verwendung zugeführt wird, und die erzeugten Leistungen und Produkte ausschließlich für betriebsinterne Zwecke verwendet werden, so verringert sich das für die Nutzung bereitstehende Energieniveau innerhalb des Betriebes gemäß des zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik dennoch zwangsläufig. Die hieraus resultierende Notwendigkeit der externen Energiebeschaffung wird in der Realität offensichtlich dadurch um ein Vielfaches forciert, dass Betriebsprozesse nicht zum Selbstzweck erfolgen, sondern als Reaktion auf die Nachfrage auf bestimmten Absatzmärkten, so dass mit den dort angebotenen Gütern auch der ihnen innewohnende Energieanteil den Betrieb verlässt. Insofern ist es unumgänglich, den sich ergebenden Differenzbetrag von außerhalb zu beziehen.

Als die hierfür in Frage kommenden Endenergien lassen sich grundsätzlich die unterschiedlichen Mineralölprodukte, Gas, Kohlen, Elektrizität und Fernwärme nennen. Welcher dieser Energieträger im Einzelfall zum Einsatz kommt, wird unmittelbar durch die jeweils vorhandenen Umwandlungs- und Nutzungsanlagen bestimmt, so dass sich die Frage nach einer Substitution der Energieträger untereinander zumindest kurzfristig nur für den Fall bi- oder gar multivalenter Anlagen stellt. Zusätzlich eröffnen sich immer dann Substitutionspotentiale, wenn zumindest ein Teil der benötigten Elektrizität aus Eigenproduktion stammt, und ein Minderbezug des hierfür benötigten Brennstoffs durch einen Mehrbezug an (End-)Elektrizität ersetzt werden kann und umgekehrt. Voraussetzung ist allerdings ein entsprechend hoher Strom- und Wärmebedarf des Betriebs und die Möglichkeit, den Brennstoff- und Strombezug flexibel an die jeweilige Situation anpassen zu können. Dies kann jedoch insbesondere im Gasbereich aufgrund der hier immer noch vorherrschenden langfristigen Bezugsverträge nicht als selbstverständlich gelten. Insofern kann

bereits hier geschlossen werden, dass ein Portfoliomanagement im Sinne eines integrierten Beschaffungs-Managements *aller* bezogenen Endenergien allenfalls in Ausnahmen eine praktikable Option darstellen kann.

Da sowohl die Art, Menge und – im Fall der nicht-speicherbaren leitungsgebundenen Energieträger – der (physische) Bezugszeitpunkt der Endenergien kausal durch die auf den Ebenen der Energieverwendung und -umwandlung getroffenen Entscheidungen festgelegt sind, bleibt als wesentliche Gestaltungsoption des Energiebezugs vor allem die Frage nach der Behandlung der mit der Beschaffung einhergehenden Chancen und Risiken, welche eng mit dem Begriff des Energiehandels verbunden sind. In der Literatur werden Handelsaktivitäten zwar gemeinhin mit der Zwischenschaltung einer oder mehrerer Mittlerstufen zwischen Produzenten und Nachfrager in Verbindung gebracht,⁴⁸² allerdings kann die Aufgabe dieses Intermediäres – zumindest zum Teil – auch vom produzierenden bzw. nachfragenden Unternehmen übernommen werden. Selbst wenn dieses dann kein Handelsunternehmen im eigentlichen Sinne darstellt, übernimmt es dennoch Handelsfunktionen und sieht sich somit ebenfalls den im Handel auftretenden Herausforderungen gegenüber. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit soll daher immer dann von Handel gesprochen werden, wenn die typischen Beschaffungsrisiken nicht auf den Anbieter abgewälzt, sondern bewusst vom energiebeschaffenden Betrieb übernommen werden, mit dem Ziel, gleichzeitig von den sich ergebenden Chancen zu profitieren.

Als wesentliche Risiken gelten in diesem Zusammenhang das Markt- bzw. Preisrisiko, das Kontrahentenrisiko, das Absatz- und Lieferrisiko.⁴⁸³ Allerdings lässt sich zeigen, dass bis auf wenige Spezialfälle sämtliche der genannten Risiken auf das Preisrisiko zurückgeführt werden können.⁴⁸⁴ Beschreibt so etwa das Lieferrisiko aus Nachfragersicht die potentielle Gefahr, benötigte Bedarfsmengen nicht decken zu können, so ist dies für einen liquiden Markt kaum wahrscheinlich. Zwar ist durchaus vorstellbar, dass der Energiebedarf als zu niedrig eingeschätzt wurde und insofern eine Deckungslücke besteht. Auf dem Strommarkt jedoch werden von den Netzbetreibern Reservekapazitäten gehalten, die in solchen Fällen Regelenergie zur Verfügung stellen. Da diese entsprechend höher zu vergüten ist, wandelt sich also das Lieferrisiko in ein Preisrisiko.⁴⁸⁵ Andererseits ist es eben auch das Preisrisiko –

⁴⁸² Vgl.: MÜLLER-HAGEDORN [1993, Sp. 1565] und PICOT [1986, S. 3].

⁴⁸³ Vgl.: HANNES [1999, S. 6].

⁴⁸⁴ Vgl.: DUDENHAUSEN [2000, S. 45].

⁴⁸⁵ Selbst die bei den sog. Ölkrisen handelte es sich vielmehr um Ölpreiskrisen, da zwar deutliche Preissteigerungen zu verzeichnen waren, eine tatsächliche physische Knappheit des Rohstoffes allerdings nicht vorlag.

also die nicht mit Sicherheit bestimmbare Preisbewegung der Zukunft – welches die mit dem Energiehandel einhergehenden Chancen begründet. Werden diese Preisbewegungen richtig antizipiert, so erwächst hieraus für das beziehende Unternehmen ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber denjenigen Marktteilnehmern, deren Entscheidungen auf falschen Annahmen fußen.

Handelsaktivitäten können in unterschiedlichen Formen zum Ausdruck kommen, die sich nach den Kriterien Handelsobjekt, Handelsstufe, Fristigkeit, Handelsart und Handelsort klassifizieren lassen.⁴⁸⁶ Handelsobjekt des Energiehandels sind offensichtlich die zu beschaffenden Energieträger bzw. hiervon abgeleitete, als Derivate bezeichnete Produkte. Dabei sind für die zur Diskussion stehenden Endenergien einige Einschränkungen zu beachten. So finden zunächst für Fernwärme aufgrund der lokalen Beschränktheit des Angebots und der üblicherweise im Vorfeld der Versorgung geschlossenen bilateralen, langfristigen Vertragsmodalitäten keinerlei Handelsaktivitäten statt. Gleiches gilt für Braunkohle, die aufgrund ihrer hohen Transportkostenintensität lagerstättennah fast ausschließlich für die Verstromung eingesetzt wird. Ebenfalls kein nennenswerter Handel ist in Deutschland bisher für den Gasbereich zu verzeichnen, wo sich trotz der Liberalisierung noch kein liquider Markt entwickelt hat. Ein reger Handel lässt sich für die Mineralölprodukte und Steinkohlen beobachten, der in den letzten Jahren von einem wachsenden Stromhandel ergänzt wird. Letzterer nimmt insofern eine Sonderstellung ein, als hier neben den üblichen Fragestellungen zusätzlich der Problematik des Transports der bezogenen Mengen vom Handelsort zum Verbrauchsort aufgrund der Leitungsgebundenheit von Elektrizität eine besondere Bedeutung beizumessen ist. Eine weitere Besonderheit ergibt sich aus der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität, so dass die Analyse des Energiehandels im Folgenden auf den Strombereich fokussiert wird.

Auf der Handelsstufe lassen sich nach Maßgabe der zwischen den Parteien gehandelten Mengen die Großhandels- und Einzelhandelsstufe unterscheiden, wobei dem Einzelhandel für den Strombereich bislang keine Bedeutung zukommt. Hinsichtlich der Handelsart lassen sich Transaktionen im eigenen Namen und auf eigene Rechnung (Eigenhandel), Transaktionen im eigenen Namen und auf fremde Rechnung (Kommissionshandel) und Transaktionen in fremden Namen und auf fremde Rechnungen (Handelsvermittlung) unterscheiden, wobei die klassische Form des Handels der Eigenhandel darstellt. Die Fristigkeit bezieht sich auf den

⁴⁸⁶ Vgl.: LEHRMANN [2002, S. 2ff].

Zeitraum, der zwischen Abschluss einer Transaktion und deren Erfüllung eingeräumt wird. Im Strombereich wird grundsätzlich zwischen Spotgeschäften unterschieden, deren Erfüllung innerhalb eines Tages bis einer Woche zu erfolgen hat, sowie den über diese Frist hinausgehenden Termingeschäften, deren maximale Erfüllungsfrist bei inzwischen 6 Jahren liegt.⁴⁸⁷

Als Handelsorte lassen sich schließlich bilateral organisierte Over-The-Counter (OTC)-Märkte und zentral koordinierte Börsen unterscheiden. Während auf OTC-Märkten individuell gestaltete Produkte unmittelbar zwischen einem Anbieter und einem Nachfrager gehandelt werden, erfolgt an Börsen die Transaktion standardisierter Produkte unter Zwischenschaltung der Börse als Clearingstelle.⁴⁸⁸ Obwohl die Börse als Institution nicht selber aktiv am Handel teilnimmt, sondern lediglich den Marktplatz stellt und die sich auf diesem Markt bildenden Preise kommuniziert, übernimmt sie aufgrund ihrer Clearingfunktion einerseits das Ausfallrisiko der beiden Handelsparteien und anonymisiert gleichzeitig die Handelsprozesse.⁴⁸⁹ Aufgrund dieser Risikoübernahme seitens der Börse müssen die am Börsenhandel teilnehmenden Parteien für ihre Zulassung bestimmte personelle, finanzielle und technische Mindestanforderungen erfüllen.⁴⁹⁰ Dennoch ist es auch kleineren Betrieben grundsätzlich möglich, Energie an der Börse zu handeln, sofern ein Broker als Intermediär eingeschaltet wird. Doch selbst für den Fall, dass ein Unternehmen die Börse als Bezugsoption vollständig ausschließt und diesen stattdessen vollständig am OTC-Markt abwickelt, sind die an der Börse zu beobachtenden Preisentwicklungen dennoch von Bedeutung für die Energiebeschaffung: Aufgrund der täglichen Veröffentlichungen und der hohen Markttransparenz dient der sich an der Börse bildende Preis üblicherweise als Index für Preisanpassungen auf dem OTC-Markt, so dass auch bilaterale Verträge unmittelbar durch das börsliche Marktgeschehen beeinflusst werden,⁴⁹¹ und daher auch der Börsenhandel im Fokus der folgenden Überlegungen stehen wird.

Wie bereits herausgestellt, kann ein Portfoliomanagement im Sinne einer integrierten Optimierung aller bezogenen Energieträger aufgrund der Technologiegebundenheit der Umwandlung, der notwendigen Strom- und Wärmeintensität der Betriebsprozesse und vertraglicher Hemmnisse lediglich in Ausnahmefällen als

⁴⁸⁷ Vgl.: EEX [2005b].

⁴⁸⁸ Vgl.: DUDENHAUSEN [2000, S. 69ff].

⁴⁸⁹ Vgl.: SOENNECKEN [2002, S. 397] oder OTTEN [2001, S. 13].

⁴⁹⁰ Vgl.: EEX [2004a, S. 8ff].

⁴⁹¹ Vgl.: BUDDE [2000, S. 58].

Instrument des Energiemanagements zum Einsatz kommen. Dennoch wird mit dem Begriff des Portfoliomanagements in energiewirtschaftlicher Literatur immer wieder eine wichtige Möglichkeit zur Optimierung der Energiebeschaffung verbunden. Allerdings beziehen sich diese Überlegungen nicht auf den koordinierten Bezug unterschiedlicher Energieträger, sondern vielmehr auf die denkbaren Möglichkeiten zur Deckung des im Zeitverlauf schwankenden elektrischen Lastbedarfes.⁴⁹² Um diesen möglichst genau nachzubilden, werden an den Bezugsmärkten unterschiedliche Produkte gehandelt, die von ganztägigen Bandlieferungen über Blockkontrakte mehrerer Stunden bis hin zu Einzelstunden reichen. Unter Portfoliomanagement wird dann in der Literatur die planvolle Kombination dieser unterschiedlichen Produkte verstanden, mit dem Ziel, den betrieblichen Lastgang möglichst exakt nachzubilden.⁴⁹³

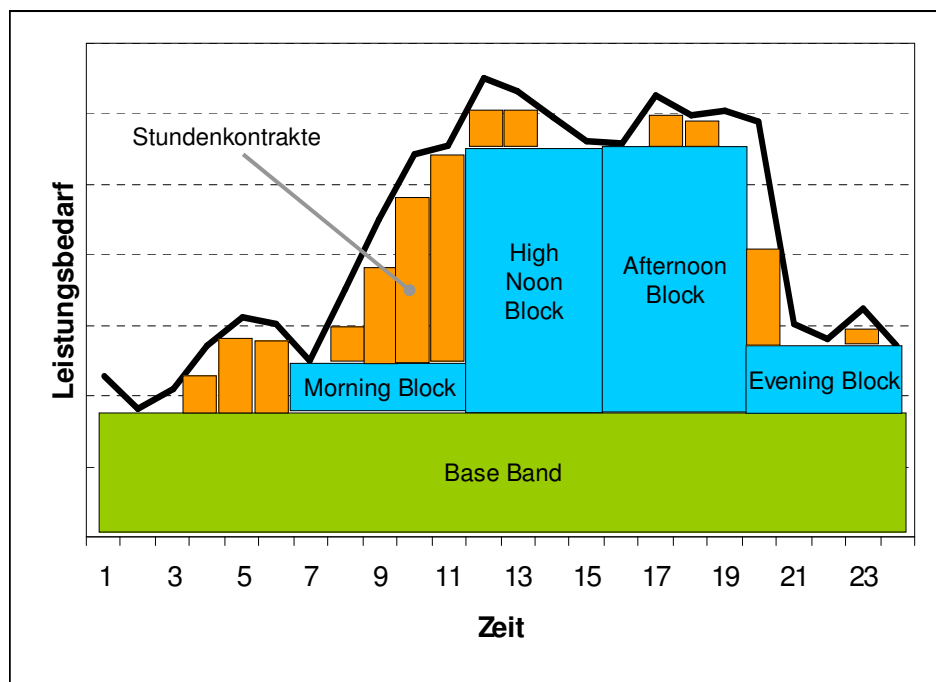


Abbildung 18: Strukturierter Strombezug als Portfoliomanagement⁴⁹⁴

Das Optimierungspotential ergibt sich hierbei aus dem Umstand, dass der Strombezug – den Gesetzen von Angebot und Nachfrage folgend – zu unterschiedlichen Zeiten mit unterschiedlichen Preisen zu vergüten ist. So beläuft sich etwa der Preis für eine MWh-Spitzenlaststrom in der Mittagszeit auf dem börslichen Großhandels-

⁴⁹² Vgl. etwa: PETERSEN [2000, S. 644].

⁴⁹³ Vgl.: ANGLOHER [2002, S. 18].

⁴⁹⁴ Quelle: EEX [2005a], eigene Darstellung.

markt durchschnittlich auf rund das Dreifache der gleichen Einheit Elektrizität zu nächtlichen Schwachlastzeiten.⁴⁹⁵ Ist es also möglich, den betrieblichen Grundlastbedarf über eine Bandlieferung zu decken, so ergeben sich Kostensenkungen aus der Tatsache, dass als Folge eine geringere Menge an Spitzenlaststrom bezogen werden muss.

Als Antipode zum Energiehandel steht die Vollversorgung, bei der zwischen Anbieter und Nachfrager eine längerfristige Zusicherung für die Lieferung der benötigten Energiemengen zu fixierten Bedingungen getroffen wird. Insofern kann die Vollversorgung auch dahingehend interpretiert werden, dass sämtliche mit dem Bezug von Energie verbundenen Risiken – und hiermit einhergehenden Chancen – vom EVU übernommen werden.⁴⁹⁶

5.1.2 Einkaufsgemeinschaften

Auch für den Fall, dass die Aufnahme von Handelsaktivitäten keine praktikable Option darstellt, bleiben dem Energiemanagement weitere Instrumente, um Kosten der betrieblichen Energiebeschaffung zu beeinflussen. Hierzu ist zunächst die Bildung von Einkaufsgemeinschaften zu zählen. In diesem Zusammenhang lassen sich mit den Bündel- bzw. Sammelkunden zwei Kategorien von Einkaufsgemeinschaften differenzieren, wobei als wesentliche Unterscheidungsmerkmale der Standort und die Eigentumsverhältnisse der einzelnen Gruppenmitglieder herangezogen werden. Während sich die Standorte der Sammelkunden in räumlicher Nähe zueinander befinden, liegen die zu versorgenden Objekte von Bündelkunden üblicherweise nicht in demselben Bereich, sondern verteilen sich über weitere Strecken, teilweise sogar im gesamten Bundesgebiet.⁴⁹⁷ Als Bündelkunden treten daher meist solche Unternehmen auf, deren Geschäftsbetrieb das Führen regionaler Filialen notwendig macht, also insbesondere Betriebe des Einzelhandels, Banken und Versicherungen sowie überregional tätige Gewerbebetriebe.

Anders als bei den Bündelkunden, die somit trotz ihrer räumlichen Divergenzen eine einheitliche juristische Person darstellen, liegen die Abnahmestellen der Sammelkunden zwar dicht beieinander, gehören jedoch zu unterschiedlichen Eigentümern. Als Sammelkunden agieren daher vor allem Unternehmen, die sich in Büro- und Industrieparks angesiedelt haben.

⁴⁹⁵ So etwa am 12.06.2005. Vgl.: EEX [2005a].

⁴⁹⁶ Vgl.: KREUZBERG [2000, S. 842ff].

⁴⁹⁷ Wie etwa im Fall der Schlecker AG, deren Filialen bundesweit von der EnBW AG versorgt wurden.

Zu beachten ist, dass sich die Potentiale zur Reduktion der Kosten der Strombeschaffung weniger durch den (mengenmäßig) gesteigerten Bezug von Arbeit ergeben. Der Grund hierfür liegt in dem besonderen Verlauf der variablen Kosten der Stromerzeugung: Dieser folgt wegen der überragenden Bedeutung der Brennstoffkosten nur bedingt dem typischen u-förmigen Verlauf klassischer produktionstheoretischer Modelle⁴⁹⁸ und kann in einer ersten Annäherung vielmehr als konstant angesehen werden. Insofern bedeutet eine Ausweitung der Elektrizitätserzeugung nicht unbedingt auch eine Reduktion der spezifischen Erzeugungskosten, die dem Anbieter Preiszugeständnisse ermöglichen. Das Potential zur Optimierung der Strombezugskosten ist vielmehr als Folge von Durchmischungseffekten in einer möglichen Glättung der Lastkurve des Gesamtbedarfs zu sehen. Gleichen sich bei der Bedarfskonsolidierung die unterschiedlichen Lastspitzen und -täler aus, so verbessert dies die Auslastung der Erzeugungskapazitäten, was einer Reduktion der Leerkosten gleichkommt, welches dann den notwendigen Spielraum für Preisnachlässe schafft.

Insofern machen Einkaufsgemeinschaften vor allem dann Sinn, wenn sich Betriebe mit unterschiedlichen Bedarfsprofilen zusammenfinden können. Dies muss jedoch im Fall der Bündelkunden eher die Ausnahme sein, da klassische Filialbetriebe des Gewerbes oder Einzelhandels ähnliche Leistungen anbieten und ergo ähnliche Bedarfsstrukturen aufweisen werden. Nicht zuletzt dies mag erklären, warum dem Segment der Bündelkunden von Versorgerseite inzwischen kaum noch besondere Beachtung geschenkt wird.⁴⁹⁹ Vielmehr werden Einkaufsgemeinschaften insbesondere für energieintensive Fertigungsbetriebe von Interesse sein, deren Strombedarf sich durch eine geeignete zeitliche Koordination der Produktion im Sinne einer ausgeglichenen Lastkurve anpassen lässt, um so als attraktive Sammelkunden am Beschaffungsmarkt auftreten zu können. Hierbei sind dann aber offensichtlich die gleichen Hemmnisse zu berücksichtigen, wie sie bereits für Kooperationen im Rahmen der Eigenerzeugung diskutiert wurden, namentlich Einschränkung der Flexibilität, Informationsasymmetrien und Probleme der Verrechnung.

⁴⁹⁸ Vgl.: STEVENS [1998, S. 132].

⁴⁹⁹ Konkret zeigt sich dies im Fall der oben genannten Belieferung der Schlecker-Filialen, die ab dem Jahr 2005 nicht weiter fortgesetzt wurde, ohne dass (laut Auskunft der EnBW) hierfür besondere Gründe vorlägen, wie etwa Probleme im Bereich der Netznutzung (vgl. Kap. 5.2.2).

5.1.3 Vertragsgestaltung

Schließlich bleibt noch neben der Aufnahme von Energiehandelsaktivitäten und der Bildung von Einkaufsgemeinschaften die zielgerichtete Gestaltung der Vertragsmodalitäten als Instrument zur Optimierung der betrieblichen Energiebeschaffung. Hierbei sind für die festen und flüssigen Brennstoffe gegenüber der Beschaffung sonstiger Roh-, Hilfs- oder Betriebsstoffe keinerlei Besonderheiten zu verzeichnen, so dass der Betrachtungsschwerpunkt verstärkt auf die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas gerichtet wird, wo sich aufgrund der traditionell zweigliedrigen Preisstruktur mit Leistungs- und Arbeitspreis zusätzliche Gestaltungsoptionen eröffnen.

Wird zunächst der Leistungspreis als Entgelt dafür interpretiert, dass das EVU stets ausreichend Kapazitäten vorhält, um auch den – häufig nur einmalig auftretenden – maximalen Lastbedarf des nachfragenden Betriebes zu decken, so ergibt sich für den Nachfrager hieraus gleichzeitig die Möglichkeit, diese Kostenkomponente zu reduzieren, indem er sich verpflichtet, einen bestimmten Lastpunkt nicht zu überschreiten. Oder genauer: im Fall einer Überschreitung auf das Recht verzichtet, die dann auflaufenden Fehlmengen von seinem Lieferanten zu beziehen.⁵⁰⁰ Solche unterbrechbaren Lieferverträge sind dann eine Option, wenn ein Betrieb einerseits die Aufnahme von Handelsaktivitäten für sich ausschließt, andererseits aber dennoch nach Möglichkeiten sucht, die Parameter seiner Vollversorgung aktiv zu gestalten.

Eine grundsätzliche Einschränkung für den Abschluss unterbrechbarer Lieferverträge stellt jedoch schon die energetische Bedarfshöhe des jeweiligen Betriebs dar. Offensichtlich ist es in diesem Zusammenhang notwendig, stets über den aktuellen Leistungsbedarf des Verbrauchers mit sämtlichen informiert zu sein, was permanente Verbrauchsmessungen notwendig macht, die aber aufgrund ihrer Kostenintensität nur für stromintensive Betriebe in Frage kommen.

Neben unterbrechbaren Lieferverträgen wird in der Literatur als weiteres Verhandlungsinstrument die Vereinfachung der Abrechnung genannt.⁵⁰¹ So wird selbst seitens der Versorger angemerkt, dass häufig zu viele Randbedingungen in die Strombepreisung für Geschäftskunden mit einfließen, was zu erhöhten Transakti-

⁵⁰⁰ Jedoch ist in der Praxis davon auszugehen, dass es nicht zuletzt aufgrund der Versorgungspflicht der EVU weniger zu einer Abschaltung des jeweiligen Betriebes kommt als vielmehr zu einer Lieferung von Regelenergie, die allerdings entsprechend höher zu vergüten ist.

⁵⁰¹ Vgl.: CRAMER [1999, S. 222ff].

onskosten bei den Abnehmern führt.⁵⁰² Aus diesem Grund wird empfohlen, auch für Sondervertragskunden eine ähnlich einfache Preisstruktur zu entwickeln, wie für den Tarifikundenbereich. Jedoch kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein rein auf Mengengrößen abstellendes Preissystem erreicht werden kann, da ohne das Entgelt für die vorzuhaltende Leistung den Stromkunden falsche Anreize hinsichtlich ihres Verbraucherverhaltens geliefert würden.

Nicht zuletzt für Sammel- und insbesondere Bündelkunden bietet die Ausgestaltung der Abrechnungsmodalitäten aber einen weiteren Optimierungsansatz, falls es möglich ist, sämtliche Abnahmestellen innerhalb einer einzigen Abrechnung zusammen zu fassen. Hierdurch können bei den einzelnen Betrieben Ressourcen gebündelt und somit Transaktionskostenvorteile erzielt werden. Allerdings ist zu beachten, dass dennoch eine differenzierte Ausweisung der einzelnen Verbrauchsstellen notwendig ist, um weitergehende standortspezifische Maßnahmen zu ermöglichen bzw. – im Fall von Sammelkunden – die jeweiligen Kostenanteile zu bestimmen. Generell ist jedoch auch hier zu bemerken, dass diese Option wesensimmanent nur Sondervertragskunden offen steht, wohingegen die Preisstruktur der Tarifikunden eindeutig von der Bundestarifordnung Elektrizität bestimmt wird und insofern auch nicht Gegenstand von Verhandlungen sein kann.

5.2 Analyse assoziierter Problemstellungen

5.2.1 Preisvolatilitäten

Wie jede zukunftsbezogene Aktivität ist auch der Energiehandel mit unterschiedlichen Risiken (und Chancen) behaftet, die sich in Entwicklungen konkretisieren, die vom Entscheidungsträger nicht – oder zumindest nicht in dieser Form – antizipiert wurden: Die in der Vergangenheit geordnete Energiemenge übersteigt oder unterschreitet den tatsächlichen Bedarf, der Lieferant ist nicht in der Lage, die benötigten Mengen bereitzustellen, oder der Bezugspreis hat sich unerwartet verändert. Wie bereits angeführt, lassen sich alle diese Risiken im Endeffekt auf ein Preisrisiko reduzieren, also das Risiko, die benötigten Energien teurer als ursprünglich kalkuliert einkaufen zu müssen. Dieses Risiko ist dann umso größer, je stärker sich der Marktpreis des entsprechenden Energieträgers im Zeitverlauf verändert.⁵⁰³

⁵⁰² Vgl.: Ebd.

⁵⁰³ Vgl.: LAPIDUS [2000, S. 634].

Dabei wird als konkrete Größe zur Quantifizierung solcher Preisbewegungen auf die sog. Volatilität zurückgegriffen, die das Maß der Schwankungsbreite angibt.⁵⁰⁴

In der Finanzierungsliteratur wird die Volatilität als Definiert ist die Volatilität als jahresbezogene Standardabweichung der Preisänderungen eines Gutes über einen bestimmten Zeitraum.⁵⁰⁵ Die auch als „Rendite“⁵⁰⁶ (R_t) bezeichnete logarithmierte Preisänderung gibt an, wie sich der Preis (P_t) im Zeitpunkt t zum Preis vom Vortag $t-1$ verändert hat:

$$R_t = \ln\left(\frac{P_t}{P_{t-1}}\right)$$

Die Volatilität σ einer Periode $t=1, \dots, T$ ergibt sich dann als die auf ein Jahr bezogenen Standardabweichung der in diesem Zeitraum beobachteten Renditen, also deren Streuung um den Renditenmittelwert \bar{R} :⁵⁰⁷

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^T (R_i - \bar{R})^2}{(T-1)}} \cdot \sqrt{A}$$

Hierbei dient \sqrt{A} als Faktor zur Herstellung eines Jahresbezugs von Volatilitäten unterschiedlicher Zeiträume, um so eine direkte Vergleichbarkeit zu gewährleisten.⁵⁰⁸

Ursachen für Volatilitäten sind das Auftreten falsch antizipierter angebots- und nachfrageverändernde Faktoren. Obwohl es sich hier also ebenfalls grundsätzlich um eine Prognoseproblematik handelt, bezieht sich diese jedoch nicht (wie im Zusammenhang mit der Make-or-Buy Entscheidung) auf langfristige Trends, sondern umfasst lediglich solche Entwicklungen, die kurzfristig auf das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage am Energiemarkt wirken. Hierzu gehören angebotsseitig etwa Engpässe im Produktions- oder Transportbereich sowie signifikante Veränderungen der Lager- oder Speicherbestände der zur Stromproduktion benötigten Energieträger.⁵⁰⁹ Zudem nehmen Witterungsbedingungen und

⁵⁰⁴ Vgl.: FEDERICO [2001, S. 23].

⁵⁰⁵ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1999, S. 76, 77].

⁵⁰⁶ Ebd. Nicht zu verwechseln mit der Kennzahl des Verhältnisses zwischen Gewinn und Kapitaleinsatz im Rahmen von Investitionsrechnungen.

⁵⁰⁷ Vgl.: FEDERICO [2001, S. 23].

⁵⁰⁸ Je nach Erhebungszeitraum beträgt A dann 365 bzw. 250 Tage (Tagesrenditen), 52 (Wochenrenditen), 12 (Monatsrenditen) oder 4 (Quartalsrenditen) Vgl.: PERRIDON [1999, S. 328].

⁵⁰⁹ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1999, S. 77].

besondere soziale Ereignisse, aber auch Wochentag und Tageszeit kurzfristig Einfluss auf die Nachfrage.

In der Literatur werden Preisvolatilitäten insbesondere für den Stromhandel als eine kritische Größe angesehen.⁵¹⁰ So wird zunächst davon ausgegangen, dass hier die Volatilität im Vergleich zu anderen Märkten grundsätzlich als deutlich höher einzustufen ist. Begründet wird dies damit, dass Elektrizität physisch nicht speicherbar ist und sich insofern Angebots- und Nachfrageveränderungen unmittelbar im Preis widerspiegeln. Tatsächlich ergibt sich etwa für die annualisierte Preisvolatilität von Stundenkontrakten eines Referenztages ein Wert von fast 450 %⁵¹¹: Für die Volatilität der durchschnittlichen täglichen Strompreise – also der Base-Kontrakte – an der LPX wurde ein Wert von 312 % festgestellt, wohingegen die gleiche Untersuchung für den Rohölmarkt lediglich einen Wert von 38 % ergab.⁵¹² Doch wie sind diese Ergebnisse konkret zu interpretieren?

Den einzelnen Volatilitätswerten zufolge wäre der Handel mit Stundenkontrakten als deutlich risikoreicher zu bewerten als der Handel von Baseload und Rohöl. Dieses pauschale Ergebnis kann jedoch einer kritischen Analyse kaum standhalten, bedenkt man, dass die Volatilität ein Maß für das mit dem Handel verbundene Risiko darstellen soll. Nach allgemeinem Verständnis beschreibt Risiko die Gefahr, durch eine Entscheidung auf Basis unvollkommener Informationen einen *unerwarteten* Nachteil hinnehmen zu müssen. Dies kann jedoch für den Handel mit Stundenkontrakten realistischerweise kaum unterstellt werden. Vielmehr ist davon auszugehen, dass dem Entscheidungsträger die fundamentalen tageszeitlichen Schwankungen der Nachfrage bekannt sind, und er die hiervon ausgehenden Preiseffekte in seinen Entscheidungen entsprechend antizipiert. Trotz der hohen Volatilität ist die Situation daher nicht unbedingt als besonders risikobehaftet zu bewerten, da die Schwankungen zumeist nicht willkürlich erfolgen, sondern bekannten Mustern folgen. Tatsächlich muss aufgrund der grundlegend unterschiedlichen Wertigkeit, die Nachfrager Elektrizität zu unterschiedlichen Tageszeiten offensichtlich zukommen lassen, in Zweifel gezogen werden, ob ein derartiger Vergleich per se überhaupt sinnvoll sein kann. Vielmehr dürfen zur Volatilitätsberechnung ausschließlich

⁵¹⁰ Vgl. hierzu auch im Folgenden: ERFKEMPER [2000, S. 570ff], FUDALLA [2000, S. 564ff], FEDERICO [2001, S. 24ff].

⁵¹¹ Als beliebiges Beispiel wurden hierfür die Settlementpreise für Stundenkontrakte der EEX vom 09.12.2004 ausgewählt, wobei auch die Preise an anderen Tagen zu Ergebnissen der gleichen Größenordnung führen. Quelle: EEX [2004b], eigene Berechnungen.

⁵¹² Vgl.: FEDERICO [2001, S. 24].

Preise solcher Produkte herangezogen werden, die grundsätzlich als gleichrangig einzuschätzen sind, wie es etwa für Spitzen- oder Grundlastlieferungen der Fall ist.

In diesem Zusammenhang bedeutet jedoch auch die festgestellte höhere Volatilität für Baseload-Kontrakte auf dem Strommarkt nicht unbedingt ein höheres Handelsrisiko als im Vergleich zum Rohölmarkt. Für Handelsentscheidungen mindestens ebenso bedeutend wie die absolute Höhe der Volatilität ist nämlich deren Veränderung im Zeitverlauf, sozusagen die ‚Volatilität der Volatilität‘⁵¹³, die der folgenden Abbildung 10 dargestellt ist. Hierzu wurden die monatlichen Volatilitäten der am Spotmarkt der Strombörse EEX (bis Juni 2002 LPX) veröffentlichten Preise für Base- und Peakload-Lieferungen berechnet, zunächst beschränkt auf den Zeitraum bis Anfang 2005:

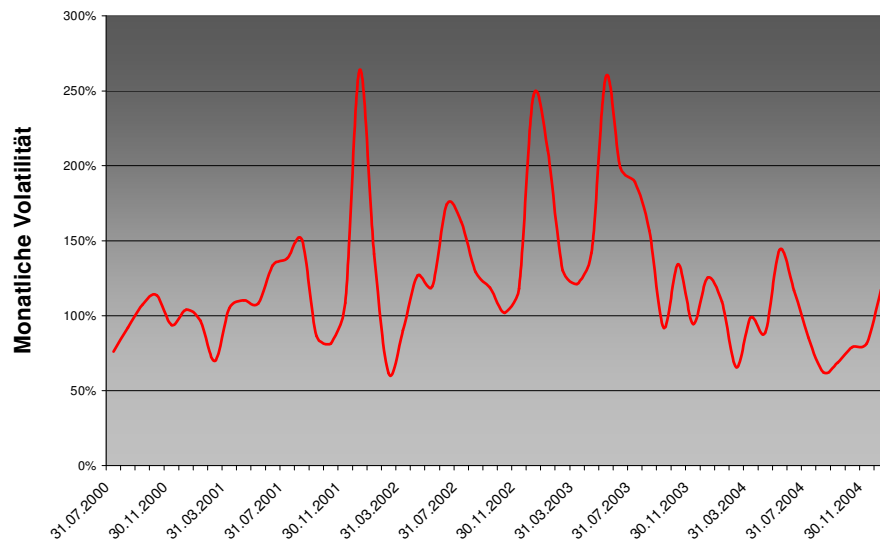


Abbildung 19: Volatilitätsstruktur der Peakloadpreise⁵¹⁴

Wie auf der Abbildung zu erkennen ist, wechseln sich Phasen hoher Volatilität erratisch mit Phasen niedrigerer Volatilität ab, was von grundlegender Bedeutung für die Möglichkeit zur Absicherung von Preisrisiken ist. Wie später gezeigt wird, können die auf dem Spotmarkt bestehenden Preisänderungsrisiken durch geeignete Ausgleichsgeschäfte auf dem Terminmarkt abgesichert werden. Ein wesentliches Instrument stellen in diesem Zusammenhang Optionskontrakte dar, bei denen sich der Optionsnehmer das Recht zusichern lässt, ein Gut zu einem festgelegten zukünftigen Zeitpunkt zu einem bestimmten Preis kaufen oder verkaufen zu können.

⁵¹³ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1999, S. 77].

⁵¹⁴ Quelle: EEX [2006b], eigene Berechnungen.

Hierdurch wird das Risiko unerwünschter Preisänderungen am Ende der Optionslaufzeit de facto auf den Optionsgeber übertragen, der hierfür eine entsprechende Prämie fordert. Je höher hierbei die Volatilität des Underlying, und somit das Risiko für den Optionsgeber, desto höher wird die geforderte Prämie ausfallen.⁵¹⁵

In diesem Kontext hat sich zur Bestimmung eines fairen Optionspreises das ‚Black and Scholes Modell‘ in Theorie und Praxis durchgesetzt.⁵¹⁶ Ohne das Modell im Einzelnen vorstellen zu müssen, wird hier als wesentliche Annahme von einer über die Optionslaufzeit konstanten Preisvolatilität ausgegangen. Dies impliziert jedoch gleichzeitig folgendes: Je höher die Wahrscheinlichkeit einzuschätzen ist, dass die Volatilität im Zeitverlauf schwankt, desto wahrscheinlicher ist eine falsche Bewertung der Option. Wenn sich – und davon ist auszugehen – die Marktteilnehmer hierüber bewusst sind, so wird von beiden Seiten die Bereitschaft abnehmen, ein solches Geschäft abzuschließen. Im Ergebnis kann daher auch der Handel eines Gutes mit relativ geringer Preisvolatilität dennoch ein hohes unternehmerisches Risiko bergen, wenn nämlich Möglichkeiten zur Preisabsicherung aufgrund wahrscheinlicher Änderungen der Volatilität nur eingeschränkt zur Verfügung stehen.

Wie weiter zu erkennen ist, sind insbesondere für die Anfangsphase des Börsenhandels bis etwa Mitte des Jahres 2001 keine bedeutenden Volatilitätsbewegungen zu verzeichnen, was mit der anfänglich niedrigen Marktliquidität erklärt wird.⁵¹⁷ Die zunehmende Entwicklung des Marktes und der hiermit einhergehende verstärkte spekulative Handel haben jedoch rasch zu einem Anstieg der Volatilität geführt. Insbesondere zu den Jahreswechseln und zur Jahresmitte können erhebliche Bewegungen beobachtet werden. Diese Wellenstruktur der Entwicklung der Volatilität über die Zeit wird besonders deutlich, wenn man die jährlichen Werte der verschiedenen Monate zusammenfasst und zur Bildung entsprechender Trendlinien nutzt:

⁵¹⁵ Vgl.: PERRIDON [1999, S. 321].

⁵¹⁶ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1999, S. 164].

⁵¹⁷ Vgl.: CURTIUS [2000, S. 627].

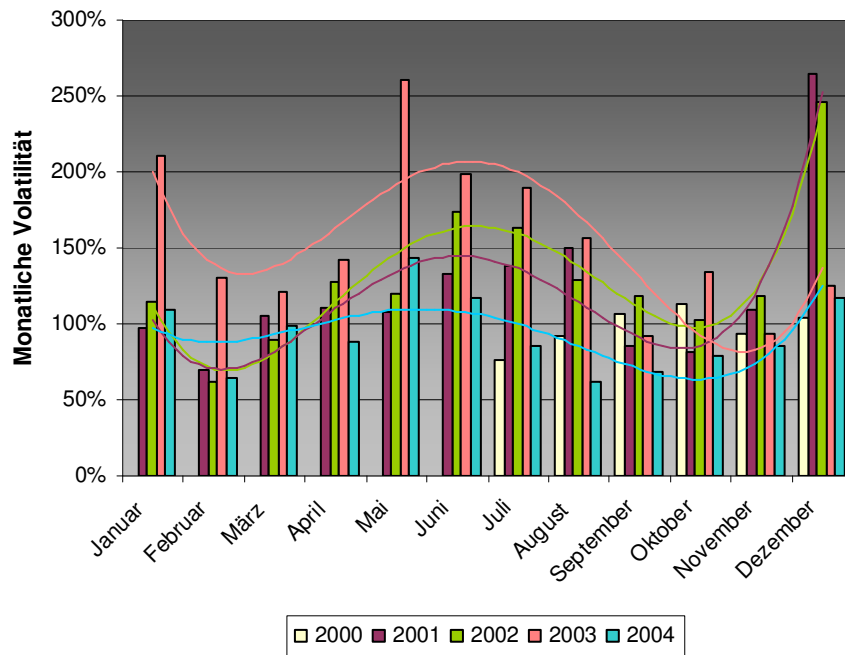


Abbildung 20: Monatsweise Volatilitätsstruktur der Peakloadpreise⁵¹⁸

Hierbei fällt auf, dass die Volatilitäten der Jahre 2002 (inkl. Dezember 2001) und 2003 sowohl hinsichtlich ihrer absoluten Volatilitätshöhe als auch Schwankungsbreite zum Teil deutlich über den Werten der Jahre 2001 und 2004 liegen. Als Erklärung hierfür lassen sich die Börsenfusion in 2002 und die extremen Witterungsbedingungen des Jahres 2003 anführen. Für die relativ ausgeglichene Kurve des Jahres 2004 dürften sich allerdings fundamentalere Gründe verantwortlich zeigen:

So konnten mit Beginn der Liberalisierung auf dem Großhandelsmarkt zunächst gravierende Preissenkungen beobachtet werden. Zurückzuführen war dies vor allem auf die zu Monopolzeiten aufgebauten – und selbst in Hinblick auf die Versorgungssicherheit – überhöhten Erzeugungskapazitäten bei einem zu großen Teilen bereits abgeschriebenen Kraftwerkspark. Da die Investitionskosten des Kraftwerksbaus über die Abschreibungen bereits realisiert waren, war es den Versorgern auch möglich, Elektrizität zu einem Preis lediglich in Höhe der variablen Erzeugungskosten anzubieten, ohne damit die Substanz des Unternehmens zu gefährden. Gleichzeitig waren die Anbieter bestrebt, ihre vorhandenen Kapazitäten möglichst weitgehend auszunutzen, so dass als primäres Unternehmensziel zunächst die Maximierung des eigenen Marktanteils stand.⁵¹⁹

⁵¹⁸ Quelle: EEX [2006b], eigene Berechnungen.

⁵¹⁹ Vgl.: CURTIUS [2000, S. 627].

Dies mag im Fall abgeschriebener Erzeugungskapazitäten kurzfristig ohne weitere Probleme möglich sein, langfristig hingegen mündet ein solches Verhalten in einen ruinösen Wettbewerb, da die hierbei am Markt erzielten Preise nicht ausreichen können, um die gesamten Investitionskosten neu zuzubauender Kraftwerke zu decken.⁵²⁰ Entsprechend fanden sich bereits in der Anfangsphase der Liberalisierung Einschätzungen, nach denen die „großen Erzeuger [...] ihre Strategien von dem Ziel Marktanteilmaximierung mehr auf das Ziel Ergebnisstabilisierung ausrichten“⁵²¹ werden. Tatsächlich wurden über die letzten Jahre nennenswerte Kapazitäten vom Netz genommen.⁵²² Auch als Folge dessen hatte der durchschnittliche Baseloadpreis von knapp 22 €/MWh im Jahre 2002 auf über 30 €/MWh im Jahre 2004 angezogen⁵²³ und lag damit wieder auf dem Niveau der Gesamtkosten neu zuzubauender Grundlastkraftwerke.⁵²⁴ Mit dem gestiegenen Preisniveau ging jedoch auch eine Reduzierung der Preisbewegungen einher, indem – bei bislang ähnlichen Preisobergrenzen – sich die Schwankungsbreite auf einen kleineren Bereich beschränkte, wie in der folgenden Abbildung deutlich wird:

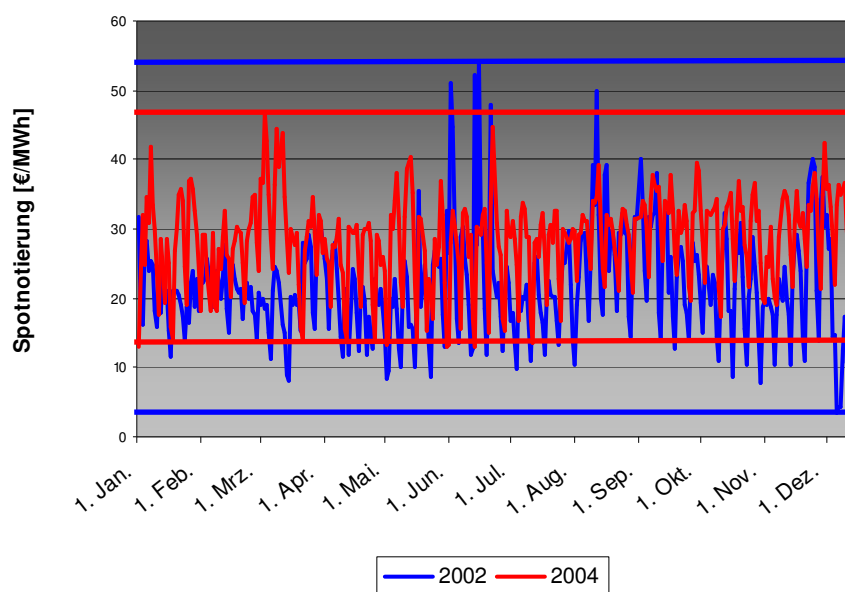


Abbildung 21: Spotpreisnotierungen für Basestrom in den Jahren 2002 und 2004⁵²⁵

⁵²⁰ Vgl.: GOEBEL [2004, S. 134ff], weitere Überlegungen zu dieser Problematik finden sich bei: WEBER [2002].

⁵²¹ CURTIUS [2000, S. 627].

⁵²² Vgl.: FRECH [2000, S. 790].

⁵²³ Quelle: EEX [2006b], eigene Berechnungen.

⁵²⁴ Vgl.: SCHMITT [2004c, S. 295], eigene Berechnungen.

⁵²⁵ Quelle: EEX [2006b]

Insgesamt ließ sich daher in den Jahren 2003 und 2004 eine Stabilisierung der Preisvolatilität beobachten, ein Trend, der sich bis in das Jahr 2005 fortsetzte. Doch wie gestalten sich die jüngsten Entwicklungen, und was ist aber für die zukünftige Entwicklung zu erwarten?

In diesem Zusammenhang wurde bereits vor einigen Jahren davon ausgegangen, dass mit dem weiteren Abbau von Überkapazitäten die Wahrscheinlichkeit von Angebotsengpässen zunimmt.⁵²⁶ Insbesondere extreme Wettersituationen, ungeplante Kraftwerksstillstände oder sonstige nicht oder zumindest kaum zu prognostizierende kurzfristige Störungen von Angebot und Nachfrage resultieren dann aufgrund der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität in einer Übersteuerung der Preisausschläge. Hinzu kommt, dass aufgrund des EU-Binnenmarktes auch Entwicklungen auf anderen wichtigen Strommärkten die Preise in Deutschland beeinflussen, wie die Auswirkungen der Trockenperiode des Jahres 2005 in Frankreich und Spanien gezeigt haben. Zudem wurde mit dem CO₂-Zertifikatehandel seitens des Gesetzgebers ein weiterer preisbestimmender Parameter eingeführt, der ebenfalls das Ergebnis marktlicher Prozesse darstellt und als solcher mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet ist. Als Konsequenz wurde bereits damals geschlossen, dass in Zukunft wiederum verstärkt mit erratischen und signifikanten Preisbewegungen auf dem Strommarkt zu rechnen ist. Tatsächlich lässt sich diese Hypothese anhand der jüngsten Preisnotierungen des Jahres 2005 belegen, die nachfolgend abgebildet sind:

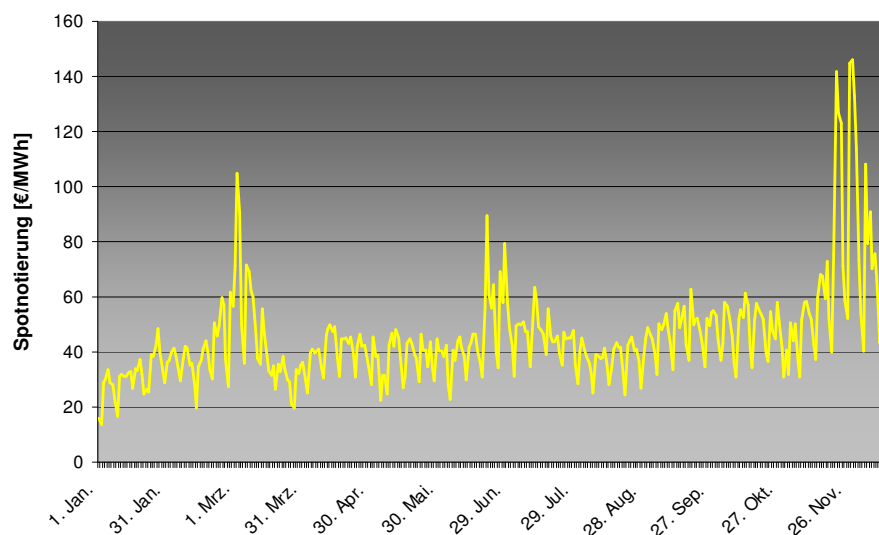


Abbildung 22: Spotnotierungen für Basestrom im Jahre 2005⁵²⁷

⁵²⁶ Vgl. hierzu etwa: WEBER [2002].

⁵²⁷ Quelle: EEX [2006b].

Hierbei können die hohen Ausschläge im März und Juni auf die oben erwähnte Einführung des CO₂-Zertifikatehandels und die ungewöhnliche Trockenperiode in Spanien und Frankreich zurückgeführt werden.

Als Konsequenz bleibt so für das betriebliche Energiemanagement festzuhalten, dass auch die Beschaffung von Energie – und insbesondere Elektrizität – im Rahmen eigener Handelsaktivitäten mit einem hohen Maß an Unsicherheit einhergeht, was die hierdurch zu erreichenden Optimierungspotentiale anbelangt. Bedingt durch die hohen Preisschwankungen sind grundsätzlich auch hohe Kostensenkungspotentiale vorhanden, denen allerdings die Gefahr von Kostensteigerungen beim Energiebezug in gleicher Höhe entgegen steht. Dies ist insbesondere auch deshalb problematisch, weil negative Preisentwicklungen (unerwartete Preissteigerungen) neben direkten Kostensteigerungen üblicherweise auch mit ‚indirekten Kosten‘ einhergehen, die von den ‚indirekten Erträgen‘ positiver Preisentwicklungen (unerwarteter Preisverfall) nicht vollständig kompensiert werden:⁵²⁸ Führen negative Handelsergebnisse etwa zu Liquiditätsschwierigkeiten, so ist der hiermit verbundene wirtschaftliche Schaden nämlich in jedem Fall höher zu bewerten, als der Vorteil, der sich aus einer gestiegenen Liquidität bei einer positiven Handelsentwicklung ergibt, was insbesondere ein Problem für kleinere – und damit üblicherweise auch weniger energieintensive – Betriebe ist.

5.2.2 Netznutzung

Neben der hohen Preisvolatilität kennzeichnet den Stromhandel mit der Leitungsgebundenheit des Transportes eine weitere Besonderheit gegenüber anderen Handelsgeschäften. Um die physische Lieferung der am Markt bezogenen Elektrizität zu gewährleisten, muss auf geeignete Transport- und Verteilungsnetze zurückgegriffen werden. Nach herrschender Meinung weisen diese Infrastruktureinrichtungen den Charakter eines Natürlichen Monopols auf, was einen konkurrierenden Leitungsbau vor dem Hintergrund betriebs- als auch volkswirtschaftlicher Zielsetzungen grundsätzlich ausschließt. Um dennoch einen Wettbewerb auf dem leitungsgebundenen Elektrizitätsmarkt zu ermöglichen, war es daher notwendig, den Zugang von Dritten zu den bereits bestehenden Transportnetzen zu ermöglichen, welches zunächst im Rahmen mehrerer Verbändevereinbarungen konkretisiert wurde. Eine ähnliche Ausgangssituation bestand auch für den Gasmarkt, jedoch konnte hier zwischen den jeweiligen Interessengruppen keine einvernehmliche Lösung gefunden werden, was nicht zuletzt als Anlass für den Wechsel zu einem

⁵²⁸ Vgl.: PRITSCH [1997, S. 672ff].

staatlich regulierten Netzzugang ab dem Jahr 2005 gelten muss. Die Basis für den regulierten Netzzugang stellt die Neufassung des ‚Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung‘ (EnWG) vom 7.7.2005, welches im Rahmen mehrerer Zugangsverordnungen konkretisiert wird.⁵²⁹ Trotzdem ist im Gasmarkt immer noch kein nennenswerter Gashandel durch Endverbraucher zu beobachten, so dass sich die folgenden Ausführungen wiederum auf den Strombereich konzentrieren müssen.

Ausgesprochenes Ziel des EnWG ist es, die „Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang [...] angemessen [und] diskriminierungsfrei“⁵³⁰ zu gestalten. Hierbei erfolgt die „Abwicklung der Lieferung elektrischer Energie [...] auf Grundlage von Fahrplänen“⁵³¹, die angeben, „wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit [...] an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird“⁵³². Bereits diese Definition lässt darauf schließen, dass der zeitliche Faktor als eine wesentliche Determinante der Entgeltermittlung angesehen wird, was offensichtlich auf die Nicht-Speicherbarkeit von elektrischem Strom zurückzuführen ist.

Beim Transport physischer Waren stellt ein zeitliches Auseinanderfallen von Lieferung und Bedarf der Güter kein nennenswertes Problem dar, da dies durch eine Zwischenlagerung beim Abnehmer kompensiert werden kann. Auf dem Strommarkt bestimmt jedoch der Bedarfszeitpunkt unmittelbar den Zeitpunkt der Entnahme der Elektrizität aus dem Transportnetz, so dass Diskrepanzen zwischen (vertraglich festgelegter) Einspeisung und (betrieblich bedingter) Entnahme in Störungen des Netzgleichgewichts resultieren, die von anderer Seite – nämlich vom Netzbetreiber – ausgeglichen werden müssen. Insofern ist verständlich, dass sich die Netznutzungsentgelte sowohl nach den Kosten für die Bereitstellung und den Betrieb des Netzes als auch nach dem durch die Nutzung eventuell verursachten Aufwand der Netzregelung richten müssen, die auch als Bilanzausgleich bezeichnet wird.

Hierbei bezieht sich der Bilanzausgleich auf sog. ‚Bilanzkreise‘, die „innerhalb einer Regelzone [...] von einem oder mehreren Netznutzern“⁵³³ gebildet werden. Bilanzkreise sind virtuelle Gebilde, für die ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme gegenüber dem jeweiligen Netzbetreiber durchzuführen sind, und die es den Netznutzern ermöglichen sollen, mehrere Entnahmestellen zu saldieren und

⁵²⁹ Vgl.: EnWG [2005], StromNEV [2005], StromNZV [2005], GasNEV [2005], GasNZV [2005].

⁵³⁰ EnWG [2005, § 21 (1)].

⁵³¹ StromNZV [2005, § 5 (1)].

⁵³² Ebd. [§ 2].

⁵³³ Ebd. [§ 4 (1)].

durch den hieraus resultierenden Durchmischungseffekt Abweichungen zu minimieren. Für die folgende Analyse ist es jedoch sinnvoll, zunächst davon auszugehen, dass der Bilanzkreis „aus einer Entnahmestelle“⁵³⁴ besteht und der strombeziehende Betrieb gleichzeitig als Bilanzkreisverantwortlicher agiert.

Für die konkrete Abwicklung der Netznutzung hat der Bilanzkreisverantwortliche dem jeweiligen Netzbetreiber den als Fahrplan bezeichneten zeitlichen Verlauf der geplanten Einspeise- und Entnahmeleistung je Viertelstunde bis spätestens 14.30 Uhr des vorausgehenden Tages mitzuteilen. Um also nicht erhöhte Kosten für den Bilanzausgleich hinzunehmen, muss der beziehende Betrieb seinen Elektrizitätsbedarf zu jeder Viertelstunde des folgenden Tages korrekt prognostizieren können, was wiederum das Wissen um Art und Zeit der hierfür relevanten Betriebsprozesse erfordert. Falsch prognostizierte Betriebsaktivitäten führen zwangsläufig zu einem Missverhältnis von Elektrizitätsentnahme und -einspeisung, die eine entsprechende Netzregelung erfordert.

Neben dem Preis des Bilanzausgleichs – der auch als Prämie für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den Netznutzer interpretiert werden kann – werden die Netznutzungsentgelte im Wesentlichen von den durch den Bau und Betrieb verursachten Netzkosten bestimmt. Hierzu zählen sowohl die Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsung als auch die durch Übertragungsverluste und Frequenzhaltung bedingten variablen Betriebskosten. In diesem Zusammenhang erfolgte im Zuge der Verabschiedung der Stromnetzentgeltverordnung im Juli 2005 eine Konkretisierung der kalkulatorischen Ansätze der Kostenberechnung, die von der Definition der einzelnen Kostenpositionen, über die Festlegung von Abschreibungsfristen und -methode bis hin zur Bewertung der Anlagegüter und der Höhe des anzusetzenden Eigenkapitalzinses klare Vorgaben zur Ermittlung der anzusetzenden Kosten macht.⁵³⁵

Gleiches gilt für die konkrete Schlüsselung der so ermittelten Gesamtkosten auf die einzelnen Netznutzer: Hierbei besteht das Problem, dass für die Entgeltermittlung die Jahreskosten ins Verhältnis zur Jahreshöchstlast des Netzbereiches gesetzt werden, die sich aus den Einzel-Netznutzungen ergibt. Den jeweiligen Netznutzern können jedoch nicht ohne weiteres ihre individuellen Maximallasten in Rechnung gestellt werden, da diese zeitungleich auftreten und ihre Summe somit größer als die Jahreshöchstlast ist. Um also zu gewährleisten, dass nicht allein der Netzeigen-

⁵³⁴ Ebd.

⁵³⁵ Vgl.: StromNEV [2005].

tümer von diesem Durchmischungseffekt profitiert, wird für „die verursachungsgerechte Zuteilung der spezifischen Jahreskosten [...] für alle Netz- und Umspannebenen jeweils eine Gleichzeitigkeitsfunktion“⁵³⁶ ermittelt, die so zu gestalten ist, „dass der individuelle Gleichzeitigkeitsgrad einer Einzelentnahme mit der Wahrscheinlichkeit, dass diese Einzelentnahme einen hohen Beitrag zur Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene leistet, steigt.“⁵³⁷ Als statistisch signifikantes Kriterium hat sich bewährt, die Einzel-Netznutzungen nach ihrer jeweiligen Jahresbenutzungsdauer $T_i = W_i / P_i$ (W = bezogene elektrische Jahresarbeit, P = jährliche Maximallast) einzuteilen. Die konkrete Verteilungsfunktion wird nach Maßgabe der Spezifika des jeweiligen Netzbereiches durch zwei Näherungsgeraden g_1 und g_2 für „Jahresbenutzungsdauern unterhalb und oberhalb einer gegebenen Grenze (Knickpunkt) beschrieben.“⁵³⁸ Hierbei liegt der sog. Knickpunkt bei 2500 Jahresbenutzungsstunden, so dass sich zwei Funktionsabschnitte ergeben – der erste von 0 bis 2500 h, der zweite von 2500 bis 8760 h. Da vorgegeben ist, dass der Gleichzeitigkeitsgrad von 0 h maximal 0,2 und für 8760 h genau 1 beträgt, ergibt sich beispielhaft folgender Graph:

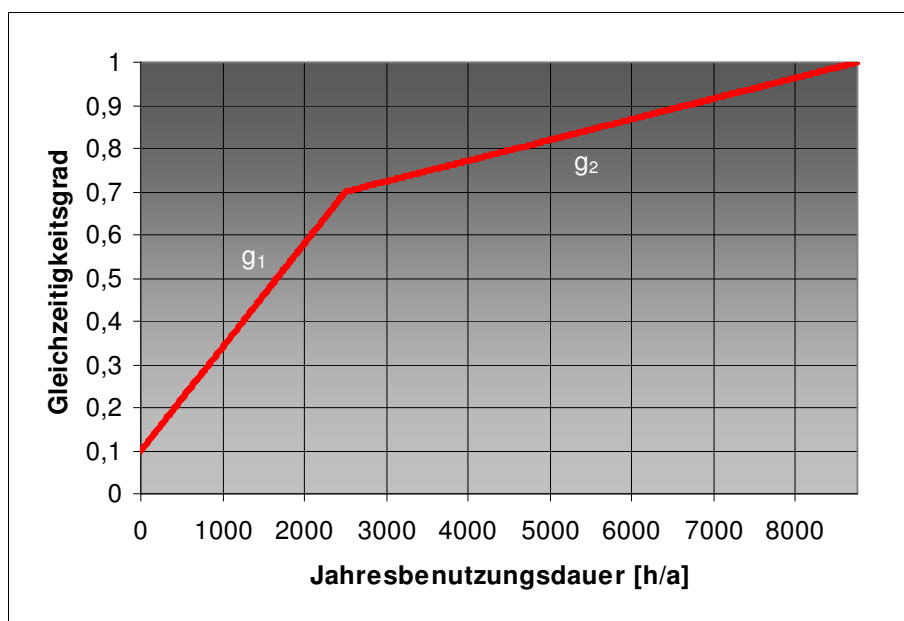


Abbildung 23: Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors⁵³⁹

⁵³⁶ Ebd., § 16 (2).

⁵³⁷ Ebd., Anlage 4.

⁵³⁸ Ebd., Anlage 4.

⁵³⁹ Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an VV Strom II Plus, [2001, S. 3]. Die Abbildung diene als Beispiel in der inzwischen abgelösten Verbändevereinbarung, deren wesentliche Inhalte jedoch durch die StromNEV übernommen wurden, so dass auch im Rahmen dieser Arbeit hierauf Bezug genommen wird.

In diesem konkreten Beispiel errechnen sich die Netznutzungsentgelte für einen Durchleitungswilligen in Abhängigkeit seiner Jahresbenutzungsdauer als:

$$NNE_i^{2500} = NNE \cdot P_i^{\max} \cdot g_1(T_i) = NNE \cdot P_i^{\max} \cdot \left(0,1 + \frac{0,6}{2500} \cdot T_i \right)$$

bzw.:

$$NNE_i^{8760} = NNE \cdot P_i^{\max} \cdot g_2(T_i) = NNE \cdot P_i^{\max} \cdot \left(0,58 + \frac{0,42}{8760} \cdot T_i \right)$$

mit:	NNE_i^{2500} :	individuelles Netznutzungsentgelt bis 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
	NNE_i^{8760} :	individuelles Netznutzungsentgelt bis 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
	NNE :	allgemeines Netznutzungsentgelt
	P_i^{\max} :	individuelle Jahreshöchstlast
	g_1 :	Näherungsgerade bis 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
	g_2 :	Näherungsgerade ab 2500 h/a Jahresbenutzungsdauer
	T_i :	individuelle Jahresbenutzungsdauer

Die klaren Vorgaben, die die Stromnetzentgeltverordnung sowohl für die Ermittlung der anzusetzenden Gesamtkosten als auch für deren Schlüsselung auf die einzelnen Netznutzer macht, eliminieren zum einen weitgehend die zuvor noch mit der Entgeltermittlung verbundenen Preisrisiken, lassen jedoch für den strombeziehenden Betrieb als endogene Erfolgsdeterminante zunächst nur die den Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmende Jahresbenutzungsdauer übrig. Deren tatsächlicher Wert wird maßgeblich dadurch beeinflusst, in welchem Maße sich der betriebliche Energiebedarf im Zeitverlauf steuern lässt, also inwieweit es möglich ist, den Einsatz von Energiedienstleistungen ohne nennenswerte Beeinflussung der Betriebstätigkeit aufzuschieben oder vorzuziehen. Wie bereits zuvor diskutiert, wird dies immer dann kaum möglich sein, wenn sich der Energiedienstleistungsbedarf nicht aus materiellen Produktionsprozessen, sondern unmittelbar aus menschlichen Bedürfnissen ableitet. Folglich besitzen hier erneut solche Betriebe einen größeren Handlungsspielraum, deren Energiebedarf sich überwiegend aufgrund materialwirtschaftlicher Belange ergibt.

Dies ist für den Bereich der Strombeschaffung auch insofern von Relevanz, als derartige Fertigungsbetriebe ebenfalls für die zweite maßgebliche Entgeltkomponente – der Regelenergie – gegenüber Unternehmen der Dienstleistungsbranche eindeutige Gestaltungsvorteile besitzen: Zu einer Kostenbelastung kommt es hier

immer dann, wenn die tatsächlich bezogene Leistung von der im Vorfeld angemeldeten Leistung abweicht, also eine falsche Prognose der betrieblichen Aktivitäten gestellt wurde. Zwar kann nicht davon ausgegangen werden, dass für Fertigungsbetriebe per se eine bessere Prognoseerstellung möglich ist, jedoch können diese ihre tatsächliche Nachfrage zum Bezugszeitpunkt – zumindest zum Teil – über Lagerhaltung an falsche Zukunftserwartungen anpassen.

Weiterhin von Interesse ist in diesem Zusammenhang, dass ein höherer Elektrizitätsbezug zwar tendenziell in steigenden Entgelten resultiert. Allerdings führt aufgrund der zweigeteilten Berechnungsstruktur des Gleichzeitigkeitsgrades ein steigender Bezug im Bereich der unteren Näherungsgerade c. p. stärker zu steigenden Entgelten als im Bereich der Oberen:

$$\begin{aligned}
 NNE_i^{2500} &= NNE \cdot P_i^{\max} \cdot \left(0,1 + \frac{0,6}{2500} \cdot T_i \right) = NNE \cdot P_i^{\max} \cdot \left(0,1 + \frac{0,6}{2500} \cdot \frac{W_i}{P_i^{\max}} \right) \\
 &= NNE \cdot P_i^{\max} \cdot 0,1 + NNE \cdot \frac{0,6}{2500} \cdot W_i \\
 \frac{dNNE_i^{2500}}{dW_i} &= NNE \cdot \frac{0,6}{2500} > NNE \cdot \frac{0,42}{8760} = \frac{dNNE_i^{8760}}{dW_i}
 \end{aligned}$$

mit: W_i : individuelle Jahresarbeit

Dieser Effekt besitzt für fast alle Näherungsgeraden Gültigkeit, die sich nach den Vorgaben der Netzentgeltverordnung ergeben können, ist jedoch entsprechend der vorliegenden Steigungen unterschiedlich stark ausgeprägt. Auch dies muss als weiteres Argument dafür gelten, dass die aktive Gestaltung des Energiebezugs für nachfrageintensive Fertigungsbetriebe grundsätzlich ein höheres Potential birgt als für Dienstleistungsbetriebe mit einem verhältnismäßig geringen Bedarf.

5.3 Diskussion möglicher Lösungsansätze

5.3.1 Risikomanagement

5.3.1.1 Hedging

Mit dem Begriff des Risikomanagements werden im Rahmen der Energiebeschaffung zum Teil unterschiedliche Inhalte verbunden. So ist hiermit einerseits eine planvolle und *steuernde* Eingrenzung der Preisrisiken der Strombeschaffung gemeint,⁵⁴⁰ andererseits wird hierunter auch eine *kontrollierende* Quantifizierung und Budgetierung risikobehafteter Betriebsmittel verstanden.⁵⁴¹ Es ist unstrittig, dass ein erfolgreiches Risikomanagement nur unter Berücksichtigung beider Aspekte möglich sein kann: Um Preisrisiken gezielt steuern zu können, ist deren Bewertung notwendig, und eine Quantifizierung als Selbstzweck ohne die Ableitung von Konsequenzen ist unsinnig. In diesem Zusammenhang wird die Steuerungsfunktion des Risikomanagements auch mit dem Begriff des ‚Hedging‘ betitelt,⁵⁴² welcher auch im Folgenden Verwendung findet.

Konkret erfolgt im Rahmen des Hedging eine Absicherung der sich auf dem Spotmarkt ergebenden Preisrisiken mit Hilfe geeigneter Finanzinstrumente des Terminmarktes.⁵⁴³ Der Wert dieser, als Derivate bezeichneten Instrumente hängt wiederum vom Wert unterschiedlicher zugrunde liegender Güter ab, den sog. Underlyings. Hierbei handelt es sich meistens um das ursprünglich auf dem Spotmarkt abzusichernde Produkt (im betrachteten Fall also die unterschiedlichen Energiekontrakte), jedoch sind auch andere Referenzgrößen denkbar, wie etwa Rohstoffpreise oder gar Temperaturentwicklungen. Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung basieren Derivate auf zwei Grundbausteinen: Forwards (bzw. Futures) und Optionen. Unter einem Forwardvertrag versteht man eine nicht-standardisierte bilaterale Vereinbarung über den Kauf bzw. Verkauf eines bestimmten Gutes zu einem bestimmten Zeitpunkt zu einem bereits vereinbarten, aber erst zum Liefertermin zu entrichtenden Preis. Forwards werden auf den OTC-Märkten gehandelt und führen in der Regel zur physischen Lieferung des Underlyings.

Das auf Börsen gehandelte Pendant wird als Future bezeichnet, bei dem es sich ebenfalls um eine Vereinbarung über den Kauf bzw. Verkauf eines Gutes in der

⁵⁴⁰ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1999, S. 85ff].

⁵⁴¹ So etwa bei: LAPIDUS [2000, S. 634ff].s

⁵⁴² Vgl.: PILGRAM [2001, S. 105].

⁵⁴³ Vgl. auch im Folgenden: BERGSCHNEIDER [1999, S. 85ff].

Zukunft zu einem im Vorfeld festgelegten Preis handelt. Gegenüber einem Forward kennzeichnet Futureverträge allerdings eine hohe Standardisierung, was Lieferperiode, Kontraktvolumen, Lieferort, Art der Erfüllung und Laufzeit anbelangt.⁵⁴⁴ Hierdurch werden einerseits die im Vorfeld eines Vertrages anfallenden Transaktionskosten gesenkt, andererseits aber auch Möglichkeiten zur individuellen Anpassung der Vereinbarung eingeschränkt. Die Vertragserfüllung erfolgt anders als bei Forwardvereinbarungen üblicherweise nicht durch eine physische Lieferung des Underlyings, sondern durch den finanziellen Ausgleich des sich aus dem Future ergebenden Gewinns bzw. Verlusts der beiden Vertragsparteien: Wird für die Zukunft etwa ein Future auf einen Stundenkontrakt zum Preis von 25 €/MWh vereinbart, liegt aber der sich zu diesem Zeitpunkt tatsächlich einstellende Spotmarktpreis des Underlyings z. B. bei 23 €/MWh, so zahlt der Käufer dem Verkäufer den Differenzbetrag von 2 €/MWh. Steigt der Preis hingegen auf 29 €/MWh, so erhält der Käufer vom Verkäufer 4 €/MWh. Durch die Realisierung des Futurewertes zum Erfüllungszeitpunkt und gleichzeitigem An- bzw. Verkauf der benötigten Mengen am Spotmarkt beziehen bzw. veräußern beide Parteien dann die vereinbarten Strommengen zum zuvor fixierten Preis von 25 €/MWh.

Wie beim Forwardvertrag erfolgt somit auch beim Future die Zahlung für die zu beziehende Strommenge auf dem Spotmarkt erst am Tag der Erfüllung. Allerdings ist in diesem Kontext zu beachten, dass der Wert des Futures schon zuvor täglich zu realisieren ist.⁵⁴⁵ Hierzu wird seitens der Börse ein als ‚Margin Account‘ bezeichnetes Konto geführt, auf dem mit Kauf bzw. Verkauf eines Futures eine sog. ‚Initial Margin‘ von den beiden Vertragsparteien zu hinterlegen ist. Diese dient als Sicherheit für den Fall der Zahlungsunfähigkeit des Vertragspartners und richtet sich nach den täglichen Preisschwankungen des Underlyings. Während der gesamten Kontraktlaufzeit wird am Ende eines jeden Handelstages das Margin Account entsprechend den Preisveränderungen des Underlyings und der daraus resultierenden Gewinne oder Verluste angepasst. Steigt dieser Preis, so wird dem Käufer des Futures die entsprechende Differenz gutgeschrieben und der Verkäufer belastet, sinkt der Preis, so kehrt sich dies um.

Zur Verdeutlichung soll angenommen werden, dass ein Stromabnehmer am 31. Juli 2005 plant, 10 MW seines täglichen Elektrizitätsbedarfes der kommenden Woche zu einem Preis von 30 €/MWh zu beziehen.⁵⁴⁶ Um sich gegen Preisschwankungen

⁵⁴⁴ Vgl.: PILGRAM [2001, S. 103].

⁵⁴⁵ Vgl.: EEX [2004a, §40].

⁵⁴⁶ In Anlehnung an PILGRAM [2001, S. 104f].

abzusichern, kauft er am Terminmarkt 10 Kontrakte eines Base-Wochenfutures zu dem von ihm angestrebten Preis von 30 €/MWh. Da ein Kontrakt über jeweils 24 Stunden an 7 Tagen für die Leistung von 1 MW abgeschlossen wird, entspricht das Geschäft auf dem Terminmarkt vom Volumen her exakt der Strommenge, die der Abnehmer in Zukunft zu beziehen plant, nämlich $(24 \cdot 7)h \cdot 10 \text{ MW} = 1.680 \text{ MWh}$. Sollte während der gesamten Lieferperiode, also vom 7. bis zum 13. August, der geplante Preis von 30 €/MWh realisiert werden können, so entspräche dies dann Bezugskosten in Höhe von 50.400 €. Allerdings ist realistischerweise nicht davon auszugehen, dass die Preise über die Gesamtheit der betrachteten Periode tatsächlich dem angenommenen Betrag entsprechen. Vielmehr soll davon ausgegangen werden, dass sich folgende Entwicklung einstellt:

Datum	Settlementpreis Spotmarkt Baseload ⁵⁴⁷	Realisierte Bezugskosten	Kumulierte Bezugskosten
07.08.2005	30 €/MWh	7.200 €	7.200 €
08.08.2005	29 €/MWh	6.960 €	14.160 €
09.08.2005	34 €/MWh	8.160 €	22.320 €
10.08.2005	32 €/MWh	7.680 €	30.000 €
11.08.2005	31 €/MWh	7.440 €	37.440 €
12.08.2005	33 €/MWh	7.920 €	45.360 €
13.08.2005	35 €/MWh	8.400 €	53.760 €

Tabelle 5: Hedgingbeispiel⁵⁴⁸

In diesem Fall würden die tatsächlichen Bezugskosten mit 53.760 € den geplanten Wert um 3.360 € überschreiten. Exakt dieser Betrag wird jedoch durch die sich aus dem Futureskontrakt ergebenden Auszahlungen während der Lieferperiode ausgeglichen. Allerdings werden bereits vor Beginn der Lieferperiode am 7. August Wertveränderungen der Futuresposition täglich realisiert. Eine Wertveränderung ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Settlementpreis des aktuellen Tages und dem Settlementpreis des vorangegangenen Handelstages auf dem Spotmarkt. Multipliziert mit dem Kontraktvolumen und der Kontrakanzahl entspricht dieser Betrag der täglichen Gutschrift bzw. Nachschussverpflichtung, die als sog. ‚Variation Margin‘ auf dem Margin Account mit der Initial Margin verrechnet wird:

⁵⁴⁷ Unterstellte Entwicklung.

⁵⁴⁸ Quelle: Eigene Darstellung.

	Datum	Abrechnungspreis	Basepreis Spotmarkt	Initial Margin	Variation Margin	Auszahlungsbetrag
Handelsperiode	31.07.2005		30 €/MWh	5.040 €		5.040 €
	01.08.2005		29 €/MWh		1.680 €	3.360 €
	02.08.2005		31 €/MWh		-3.360 €	6.720 €
	03.08.2005		30 €/MWh		1.680 €	5.040 €
	04.08.2005		28 €/MWh		3.360 €	1.680 €
	05.08.2005		29 €/MWh		-1.680 €	3.360 €
	06.08.2005		31 €/MWh		-3.360 €	6.720 €
Lieferperiode	07.08.2005	31 €/MWh	30 €/MWh	-720 €	240 €	5.760 €
	08.08.2005	31 €/MWh	29 €/MWh	-720 €	480 €	4.560 €
	09.08.2005	31 €/MWh	34 €/MWh	-720 €	-720 €	4.560 €
	10.08.2005	31 €/MWh	32 €/MWh	-720 €	-240 €	4.080 €
	11.08.2005	31 €/MWh	31 €/MWh	-720 €	0 €	3.360 €
	12.08.2005	31 €/MWh	33 €/MWh	-720 €	-480 €	3.120 €
	13.08.2005	31 €/MWh	35 €/MWh	-720 €	-960 €	3.360 €

Tabelle 6: Hedgingbeispiel (Fortsetzung)⁵⁴⁹

Die Zahlungsströme der Posten ‚Initial Margin‘ und ‚Variation Margin‘ werden aus Sicht der Clearingstelle betrachtet, d. h. negative Beträge bedeuten Auszahlungen an den Kontoinhaber, positive Beträge Einzahlungen auf das Konto. Dabei wurde angenommen, dass sich der Betrag der Initial Margin auf ein Zehntel des Wertes der Futuresposition beläuft. Die Initial Margin ist zu Beginn der Handelsperiode auf dem Margin Account zu hinterlegen und wird über die Lieferperiode in gleich bleibenden Zahlungen zurückerstattet. Wie zuvor erwähnt, zeigt sich, dass die kumulierten Zahlungen am Ende der Lieferperiode mit 3.360 € exakt dem Wert entsprechen, um den die Ausgaben des physischen Spotmarktgeschäfts überschritten wurden, so dass insgesamt die ursprünglich geplanten Bezugskosten in Höhe von 50.400 € realisiert werden. Auch wird deutlich, wie der Abrechnungspreis der Futures-Position bis zu Beginn der Lieferperiode gemäß den Preisschwankungen des Underlyings auf dem Spotmarkt über die Variation Margin angepasst wird. Selbst wenn die konkreten Abrechnungsmodalitäten auf den ersten Blick von weitgehend technischer Natur zu sein scheinen, ergeben sich hieraus dennoch finanzielle Implikationen, die von grundlegender Bedeutung für die Beurteilung von Hedging-Aktivitäten im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements sind:

So erfordert die kontinuierliche Gewinn- und Verlustrealisation, dass Wertveränderungen – und zwar bereits während der Handelsperiode – täglich in bar ausgegli-

⁵⁴⁹ Quelle: Eigen Darstellung.

chen werden. Dies bedeutet, dass bereits im Vorfeld des eigentlichen Sicherungszeitraums – der ja lediglich die Lieferperiode umfasst – ein finanzieller Aufwand zur Bereitstellung der benötigten Barmittel zu tragen ist. Dieser ist tendenziell umso größer, je höher das Kontraktvolumen ist, je länger der abzusichernde Zeitraum ist und je weiter sich dieser in der Zukunft befindet. Hierbei ist zu bedenken, dass sich im Rahmen der angestrebten Planungssicherheit insbesondere langfristige Kontrakte für fernere Zeitpunkte in der Zukunft anbieten und so auch hier ein Zielkonflikt zwischen Risiko- und Kostenminimierung offenbar wird. Insofern können auch steigende Spotmarktpreise – eine Entwicklung, die aus Käufersicht eigentlich zu begrüßen ist – durchaus eine Verschlechterung der Bezugsposition bedeuten.

Dass es sich dabei um nennenswerte Größen handeln kann, wird deutlich, wenn für obiges Beispiel unterstellt wird, dass der Bezugspreis ein Jahr im Voraus für 365 Tage gesichert werden soll. So erhöht sich die Initial Margin hierdurch zunächst auf 262.080 €. Wird zudem unterstellt, dass der Spotmarktpreis in der Lieferperiode im Schnitt 3 € unter dem für die Zukunft erwarteten Preis liegt, so ergeben sich hieraus weitere Nachzahlungen in Höhe von 256.320 €. Insgesamt würden so liquide Mittel von über 500.000 € gebunden, die je nach anzusetzendem Kalkulationszins nicht zu vernachlässigenden Opportunitätskosten mit sich bringen und die eine grundsätzliche Restriktion bei der Realisation von Hedging-Strategien im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements darstellen.

Unabhängig von dieser grundsätzlichen Problemstellung existieren auf dem Strom- und insbesondere auf dem Gasmarkt spezielle Konstellationen, die sich ungünstig auf die Möglichkeit auswirken, risikominimierende Handelsgeschäfte zu tätigen: Zum einen geht dies auf den Umstand zurück, dass nur ein verhältnismäßig kleiner Teil des gesamten physischen Energieaustauschs an der Börse abgewickelt wird. So betrug etwa im Jahr 2005 das Strom-Handelsvolumen am Spotmarkt der EEX rund 86 TWh und belief sich damit lediglich auf ca. 14 % des vermarktbaren Endenergieverbrauchs von knapp 600 TWh (ohne Pumpstrom und Eigenverbrauch, inkl. Ausfuhr).⁵⁵⁰ Gleichzeitig ist in diesem Zusammenhang von Bedeutung, dass sich ca. 80 % der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland im Besitz der vier großen Überregionalen Energieversorgungsunternehmen E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall befinden. Hieraus erwächst grundsätzlich die Gefahr, dass ein einziger oder dominante Marktteilnehmer – bzw. mehrere durch eine entsprechende Abstimmung – durch sein Angebots- und Nachfrageverhalten wesentlichen Einfluss

⁵⁵⁰ Vgl.: BMWI [2007. Tabelle 21] und EEX [2007].

auf die zustande kommenden Preise nehmen und diese seinen Wünschen entsprechend manipulieren kann.

Zwar wird für den Strommarkt im Allgemeinen davon ausgegangen, dass die hier erreichte Liquidität ausreicht, eine derartige Marktmanipulation zu verhindern, doch sieht sich z. B. RWE in jüngster Zeit exakt diesem Vorwurf ausgesetzt: So wird dem Konzern vorgeworfen, mit gezielter Zurückhaltung von Erzeugungskapazität eine künstliche Angebotsverknappung und hiermit einhergehende Strompreissteigerung an der Börse herbeigeführt zu haben. Die hierdurch induzierten Opportunitätskosten seien durch höhere Gewinne bilateraler Lieferverträge überkompensiert worden, deren Preisgefüge an den Börsennotierungen indexiert wären.⁵⁵¹ Unabhängig von der Frage, inwieweit diese Anschuldigungen tatsächlich berechtigt bzw. nachweisbar sind, zeigen die immer wieder auftkommenden Vorwürfe der Preismanipulation die immanente Brisanz dieses Themas.

Noch kritischer als auf dem Strommarkt wird die Problematik geringer Liquidität auf dem Gasmarkt gesehen. Stellt sich für den Elektrizitätsbereich ‚nur‘ die Frage, ob die Marktliquidität ausreicht, um Preismanipulationen zu verhindern, wird für den Gasmarkt zum Teil angezweifelt, ob die verfügbaren Mengen für kurzfristige Handelsgeschäfte *per se* ausreichen.⁵⁵² Die Ursachen für diese Vermutung sind vielfältig:⁵⁵³ So zeichnet sich der deutsche Gasmarkt mehr noch als der Strommarkt durch eine hohe Angebotskonzentration aus. Das Geschäft dominiert hier die E.ON-Ruhrgas, bei der rund 60 % des inländischen Gasaufkommens zusammen fließen. Das Unternehmen hat Zugang zu allen Gasförderländern, insbesondere Norwegen und Russland, besitzt das größte Leitungsnetz und die größte Speicherkapazität. Die Gaslieferungen zwischen Importeuren und regionalen sowie lokalen Weiterverteilern erfolgen bisher auf Basis langfristiger Lieferverträge, die das Aufkommen von handelsnotwendigen Freimengen verhindert haben. Hinzu kommt, dass sich bislang aufgrund fehlender Kompatibilität und Kuppelkapazitäten kein überregionaler europäischer Gasmarkt ausbilden konnte, sondern allenfalls regional begrenzte Teilmärkte.

Zugleich sind in jüngster Zeit sowohl politische als auch marktliche Entwicklungen zu beobachten, die Hoffnungen auf einen funktionierenden Gashandel in naher Zukunft wecken, wie etwa die durch das Bundeskartellamt aufgebrochenen

⁵⁵¹ Vgl. etwa: o. V. [2007b].

⁵⁵² Vgl.: BMWI [2006, S. 6].

⁵⁵³ Vgl. auch im Folgenden: BÖGE [2006, S. 2ff].

langfristigen Gasbezugsverträge marktbeherrschender Unternehmen.⁵⁵⁴ Vor allem wird in diesem Zusammenhang allerdings die gesetzliche Regelung des Netzzugangs genannt, die im Rahmen der Novellierung des Energiewirtschaftsrechts im Juli 2005 (zumindest de jure) in Kraft getreten ist.⁵⁵⁵

Dennoch ist derzeit nicht absehbar, inwieweit der regulierte Netzzugang tatsächlich geeignet ist, einen nennenswerten Gashandel (de facto) in Deutschland zu implementieren. Der Grund hierfür ist die noch immer ausstehende ‚Kooperationsvereinbarung Netzzugang‘, die laut § 20 Abs. 1b EnWG zwischen den Parteien der Netznutzung – Netzeigner und Netzkunde – zu erarbeiten ist. Zwar veröffentlichten die beteiligten Verbände VKU und BGW bereits im Juni 2006 einen entsprechenden Vorschlag, dieser wurde jedoch von der Bundesnetzagentur mit dem Hinweis abgelehnt, dass das dort vorgeschlagene ‚Einzelbuchungsmodell‘ im Sinne des EnWG nicht zulässig, und eine neue Kooperationsvereinbarung zu erarbeiten sei.⁵⁵⁶

Diesbezüglich wurde der Bundesnetzagentur am 31. März 2007 seitens der Verbände zwar eine erste überarbeitete Fassung übermittelt, deren Bestätigung durch den Vorstand des BGW steht allerdings noch aus. Hinsichtlich der konkreten Regelungen, etwa zur Kapazitätsbestellung, der Bilanzierung und dem Bilanzausgleich, der Speicherung sowie marktübergreifender Transporte muss festgestellt werden, dass diese noch zu allgemein gehalten sind, als dass eine valide Beurteilung in Hinblick auf einen zukünftigen Gashandel gegeben werden könnte.⁵⁵⁷ Auch inwieweit der VKU mit seiner Kritik Recht behält, der Bilanzausgleich sei zu kompliziert geregelt, bleibt abzuwarten.⁵⁵⁸

Doch auch für den Fall, dass mit der Kooperationsvereinbarung ein transparenter und (transaktions-) kostengünstiger Netzzugang ermöglicht wird, ist dies alleine noch keine hinreichende Bedingung für einen funktionierenden Gashandel. Selbst wenn die infrastrukturellen Voraussetzungen für einen problemlosen Gasaustausch gegeben sind, so müssen doch vor allem auf der Angebotsseite die notwendigen Freimengen verfügbar sein. Gerade dies wird aber im Rahmen themenrelevanter Veröffentlichungen angezweifelt: „Nicht wahrscheinlich, da für die Produzenten nicht rational, ist das Aufbrechen der traditionellen Lieferkette“⁵⁵⁹. Dies, in Verbindung mit

⁵⁵⁴ Vgl. hierfür etwa: BUNDESKARTELLAMT [2005].

⁵⁵⁵ Vgl. hierfür auch: Kapitel 5.2.2.

⁵⁵⁶ Vgl.: KURTH, M. [2006, S. 2ff].

⁵⁵⁷ Vgl.: LOHMANN, H. [2007, S. 3ff].

⁵⁵⁸ Vgl.: ebd.

⁵⁵⁹ GREWE [2005, S. 166].

der im Vergleich zum Strommarkt fehlenden Möglichkeit der Eigenerzeugung, dem engen Angebotsoligopol der Produzentenländer und dem für die Zukunft erwarteten Bedarfsanstieg, lassen einen Gas-Sporthandel in einer relevanten Größenordnung zumindest nicht selbstverständlich erscheinen. Inwieweit der aufkommende LNG-Handel diesen Hemmnissen entgegen zu wirken vermag, bleibt abzuwarten.

5.3.1.2 Risikobewertung

Während Hedging-Aktivitäten den agierenden und steuernden Aspekt des Risikomanagements umfassen, ist die Risikobewertung vielmehr als Grundlage entsprechender Korrekturmaßnahmen in einer kontrollierenden Quantifizierung der mit dem Energiehandel einhergehenden finanziellen Risiken zu sehen. Hierbei wird angestrebt, „den Bedarf an Risikokapital an die Geschäftspolitik und insbesondere an die Risikoneigung [...] anzupassen und sicherzustellen, dass die eingegangenen Risiken das vorhandene Risikokapital nicht übersteigen.“⁵⁶⁰ Als gängiges Instrument findet dabei in Theorie und Praxis vor allem das Konzept des ‚Value-at-Risk‘ (VaR) Beachtung, welches den größtmöglichen Verlust berechnet, den ein Kontrakt bei ungünstiger Entwicklung der Marktverhältnisse mit einem vorgegebenen Grad an Wahrscheinlichkeit innerhalb eines festgelegten Zeitraums verursachen kann.⁵⁶¹ Als gängige Ansätze zur Berechnung des VaR unterscheidet man die den analytischen Verfahren zuzuordnende Varianz-Kovarianz Methode sowie die Historische Simulation und die Monte-Carlo Simulation.⁵⁶²

In diesem Kontext basieren alle analytischen Verfahren auf Annahmen über eine bestimmte Wahrscheinlichkeitsverteilung der am Markt zustande kommenden Preise, wobei im Fall der Varianz-Kovarianz Methode davon ausgegangen wird, dass sich die Entwicklung der Marktpreise mit der Standard-Normalverteilungsfunktion beschreiben lassen. Der Vorteil hierbei liegt im einfachen Verständnis des Ansatzes, in der verhältnismäßig geringen Rechenintensität und der damit einhergehenden unkomplizierten Implementierung im Rahmen entsprechender Software.⁵⁶³ Allerdings wird in der Literatur davon ausgegangen, dass der Annahme der Standard-Normalverteilung für den Bereich des Stromhandels allenfalls stark eingeschränkt gefolgt werden kann.⁵⁶⁴ So wird die Nachfrage nach

⁵⁶⁰ LAPIDUS [2000, S. 636].

⁵⁶¹ Vgl.: BERGSCHNEIDER [1999, S. 211].

⁵⁶² KONERTZ [2004, S. 63].

⁵⁶³ Vgl.: LINSMEIER [1996, S. 38].

⁵⁶⁴ Vgl.: HENNEY [1998, S. 40ff], PILIPOVIC [1997, S. 3ff], BERGSCHNEIDER [1999, S. 216].

Elektrizität aufgrund deren infrastrukturellen Notwendigkeit durch ein Vielfaches an Faktoren bestimmt – und auch gestört – als dies für sonstige Konsumgüter der Fall ist. Bedingt durch die Nicht-Speicherbarkeit von Strom führt ein ungeplanter Kapazitätsausfall nach dem Konzept der ‚Merit Order‘ zudem versorgerseitig zwangsläufig zu einer Verteuerung des Angebots.⁵⁶⁵ Insofern kommt die Varianz-Kovarianz Methode immer nur dann für die Risikobewertung in Frage, wenn weniger die Genauigkeit des VaR eine Rolle spielt als vielmehr eine Aussage über den Trend des Risikoniveaus getroffen werden soll.

Im Rahmen der Simulationsverfahren wird versucht, insbesondere diesem Kritikpunkt Rechnung zu tragen. So wird als Basis der Historischen Simulation nicht eine bestimmte Wahrscheinlichkeitsfunktion unterstellt, sondern die tatsächliche Entwicklung einer Ertragsposition in der Vergangenheit.⁵⁶⁶ Für die Berechnung des VaR wird dann davon ausgegangen, dass sich mit der beobachteten Entwicklung der historischen Datenreihe gleichermaßen die zu erwartenden Wahrscheinlichkeiten zukünftiger Entwicklungen abbilden lassen. Oder anders ausgedrückt: anhand einer historischen Simulation lässt sich die Frage beantworten, was passiert, wenn sich die Historie wiederholt.

Diese transparente und intuitiv verständliche Methode ist hinsichtlich ihrer Ergebnisse zwar einfach zu interpretieren, berücksichtigt jedoch nicht den Umstand, dass viele der preisbeeinflussenden Faktoren nicht regelmäßig wiederkehren, sondern zu erratischen Zeitpunkten auftreten. Dies gilt insbesondere für die Angebotsseite, wo sich ungeplante Ausfälle von Erzeugungs- und Transportkapazitäten, strategisches Angebotsverhalten oder gar die Brennstoffpreisentwicklungen nicht ohne weiteres in die Zukunft fortschreiben lassen. Dies ist allenfalls für mehr oder weniger gleichmäßig auftretende Phänomene der Fall, wie etwa Temperaturschwankungen oder Kraftwerksrevisionen. Auch wird die Historische Simulation immer dann zu Fehlern führen, wenn fundamentale Marktveränderungen zu berücksichtigen sind, wie etwa der Ausbau der regenerativen Erzeugung, der Ausstieg aus der Kernenergie (bzw. der Ausstieg vom Ausstieg) oder die gesetzliche Regulierung des Netzzugangs. Insbesondere für den Elektrizitätsmarkt – aber auch für die übrigen Energiemärkte – wo sich eine Vielzahl der unterschiedlichsten (und dennoch korrelierenden) Faktoren für die Preisentwicklungen verantwortlich zeigen, ist es fraglich, inwieweit der Rückgriff auf Historische Simulationen im Rahmen der VaR-Bestimmung sinnvoll sein kann.

⁵⁶⁵ Vgl. hierfür auf das folgende Kapitel.

⁵⁶⁶ Vgl.: LINSMEIER [1996, S. 7].

Nicht zuletzt diese Schwäche der Historischen Simulation ist Ansatzpunkt der sog. Monte-Carlo Simulation, bei der die Berechnung nicht auf empirischen Preisschwankungen der Vergangenheit beruht, sondern die relevanten Marktdeterminanten identifiziert, deren wahrscheinliche Entwicklung prognostiziert und ihre Korrelation auf den zu erwartenden Preis quantifiziert werden. Entsprechend ist bei der Monte-Carlo Simulation auch nicht wie bei der Historischen Simulation ein einziger – nämlich der historische – Entwicklungspfad Grundlage der unterstellten Wahrscheinlichkeitsverteilung. Vielmehr ist es grundsätzlich möglich, die Entwicklung aller relevanten Determinanten und deren Auswirkung auf die zu erwartenden Preise als Basis der Wahrscheinlichkeitsverteilung zu simulieren. Die Stärke der Monte-Carlo Simulation – die Möglichkeit der expliziten Abbildung aller denkbaren Einflussfaktoren unter Berücksichtigung subjektiver Erwartungen – hebt diese Methode einerseits gegenüber den zuvor genannten hervor: „Monte Carlo analysis is by far the most powerful method to compute value at risk.“⁵⁶⁷ Gleichzeitig aber liegt hier auch der wesentliche Problempunkt des Bewertungsverfahrens: Da die Modellstruktur hauptsächlich auf subjektiven Einschätzungen beruht, muss stets damit gerechnet werden, dass hierbei falsche Antizipationen einfließen. Dies ist umso gravierender, als durch die Vielzahl der potentiellen Determinanten sowohl Fehler bei deren Identifikation als auch bei der Quantifizierung der anzusetzenden Korrelation überaus wahrscheinlich sind.

Doch auch für den Fall, dass eine ideale Modellstruktur gefunden werden kann, die nicht nur alle relevanten Einflussfaktoren und deren wahrscheinliche Entwicklung abbildet, sondern auch ihre Beziehungen untereinander und schließlich ihren Einfluss auf die Preisbildung beziffert, ist immer noch die ökonomische Rationalität einer solchen umfassenden Bewertung im Sinne ihrer Kosten-/Nutzen-Relation zu hinterfragen, bedenkt man den konkreten Erkenntniswert des VaR für einen Entscheidungsträger: Denn das Ergebnis der Rechnung beziffert zwar den maximalen Verlust, der für eine bestimmte Position oder Portfolio mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit in einem bestimmten Zeitraum zu erwarten ist, liefert aber keine Aussage zu der tatsächlichen Marktentwicklung.

Welches aber ist dann der geldwerte Vorteil, den ein Entscheidungsträger aus diesem Wissen zu ziehen vermag? Für finanzwirtschaftliche Belange – die dem Konzept ja originär zugrunde liegen – ergibt sich der wesentliche Vorteil aus dem Umstand, dass „erst durch VaR eine gemeinsame Sprache zur Diskussion von

⁵⁶⁷ JORION [1997, S. 200-2001].

Aspekten des Marktrisikos geschaffen wurde.⁵⁶⁸ Die Kennzahl eröffnet die Möglichkeit, Marktrisiken unterschiedlicher Handelsgeschäfte auf transparente Art und Weise zu beziffern und so vergleichbar zu machen. Entsprechend kann eine günstige, d. h. risikoarme VaR-Bewertung den Zugang zu liquiden Mitteln auf den Kapitalmärkten erleichtern. Konkret könnte also der Wert der Implementierung eines VaR-Systems nach Maßgabe der hierdurch verringerten Fremdkapitalkosten beim Energiehandel beurteilt werden.

Die sich nun stellende Frage ist allerdings, inwieweit dies im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements von Bedeutung sein kann: So liegt der wesentliche Vorteil einer Fremdkapitalfinanzierung gegenüber einer Finanzierung auf Eigenkapitalbasis in den geringeren Zinskosten. Entsprechend liegt der Verwendungszweck von Fremdkapital vornehmlich im Rahmen mittel- oder langfristiger Investitionsprojekte, wozu Aktivitäten zur Deckung des betrieblichen Energiebedarfs jedoch nicht zu zählen sind. Einzig eine Ausweitung des Energiehandels über die reine Bedarfsdeckungsfunktion hinaus – also die Aufnahme ‚echter‘ Handelsaktivitäten – würde den Einsatz von Fremdkapital im Rahmen der Energiebeschaffung rechtfertigen. Wie zuvor jedoch diskutiert, können solche Prozesse nicht Gegenstand des betrieblichen Energiemanagements sein, da der kausale Bezug zur produktiven Energieverwendung nicht mehr gegeben ist. Mit dieser Argumentation soll keinesfalls die grundsätzliche Berechtigung oder gar Notwendigkeit der Risikobewertung im Rahmen der betrieblichen Energiebeschaffung in Frage gestellt werden. Allerdings muss deren Ausmaß insbesondere vor dem Hintergrund der zu leistenden finanziellen, personellen und zeitlichen Aufwendungen stets kritisch hinterfragt werden.

5.3.2 Marktanalyse

Auch wenn die kurzfristigen Strompreise der OTC- und Börsenmärkte eine hohe und zudem ungleichmäßige Volatilität aufweisen, so bilden sich diese dennoch nicht vollkommen willkürlich, sondern nach Maßgabe der Entwicklung unterschiedlicher, Angebot und Nachfrage bestimmender Determinanten. Sofern es also möglich ist, die wichtigsten Einflussfaktoren zu identifizieren und deren Entwicklungsverlauf abzuschätzen, lassen sich hieraus Aussagen zu zukünftigen Marktpreisen ableiten. Die hiermit verbundenen Unsicherheiten entsprechen grundsätzlich denjenigen, die bereits im Zusammenhang mit der Prognoseerstellung als Entscheidungsbasis der Energieumwandlung diskutiert wurden. Allerdings besteht hinsichtlich des zu

⁵⁶⁸ BERGSCHNEIDER [1999, S. 223].

betrachtenden Zeithorizonts ein wesentlicher Unterschied zwischen den Belangen der Energieumwandlung und der Energiebeschaffung. So ist es für eine optimierte Energieumwandlung notwendig, langfristige Aussagen zu treffen, die zumindest den zeitlichen Horizont der Amortisationsdauer der zu bewertenden Investitionen umfassen. Bei der Gestaltung der Energiebeschaffung hingegen ist das nachgelagerte System der betrieblichen Energieumwandlung bereits als exogene Größe vorgegeben, so dass es ausreicht, Prognosen über die unmittelbare Zukunft zu erarbeiten, woraus sich zwei wesentliche Vorteile ergeben: Zum einen ist die Prognosegüte für viele der relevanten Determinanten im kurzfristigen Rahmen deutlich höher, wie etwa die Vorhersage von Witterungsbedingungen.

Noch bedeutsamer allerdings dürfte sein, dass kurzfristige Prognosen weniger Komplexität aufwerfen. Dies liegt nicht etwa daran, dass die Anzahl an Einflussfaktoren als solche oder deren Korrelation kurzfristig eine geringere wäre. Vielmehr führt eine Veränderung der relevanten Rahmenbedingungen kurzfristig sogar zu stärkeren Reaktionen, als dies in der langfristigen Betrachtung der Fall ist. Ein Beispiel hierfür sind Angebotsverknappungen, die kurzfristig zu einem Überschießen der Preise führen können.⁵⁶⁹ Dennoch kommt es hier zu einer deutlichen Komplexitätsreduktion, da sich Rückkopplungen beim Prozess der Preisbildung erheblich verringern: Das wesentliche Problem von Prognoseerstellung ist, dass sich allgemeingültige und stabile Ursache- Wirkungsbeziehungen allenfalls tendenziell treffen lassen, da eine Vielzahl von Rückkopplungen zwischen den determinierenden Faktoren als solche, wie auch zur resultierenden Ergebnisgröße existieren. Als konkretes Beispiel würde etwa der im Jahr 2005 gestartete CO₂-Zertifikatehandel bei einem ausreichend hohen Zertifikatspreis dazu führen, dass die Elektrizitätserzeugung in gasbefeuerten GuD-Anlagen nicht nur im Spitzen- und Mittel-, sondern auch im Grundlastbetrieb günstiger erfolgen kann, als in vergleichbaren Steinkohlenanlagen, sofern es seitens der Gaswirtschaft nicht zu einer Einpreisung des Emissions-Vorteils käme.⁵⁷⁰ Gleichzeitig ist auch ein steigendes Strompreisniveau wahrscheinlich – vorausgesetzt, die Elektrizitätsversorger sind willens und fähig, die aus der CO₂-Vermeidung resultierenden Mehrkosten auf die Kunden zu überwälzen, und nicht etwa eine geringere Marge in Kauf zu nehmen. Hierdurch ergäbe sich bei normalem Verbrauchsverhalten tendenziell ein Rückgang der Stromnachfrage, der in einer entsprechenden (zusätzlichen) Minderung von CO₂-Emissionen münden würde. Dies schließlich würde c. p. in einen Preisdruck

⁵⁶⁹ Vgl.: WEBER [2002, S. 757].

⁵⁷⁰ Vgl.: SCHMITT [2004c, S. 299ff].

auf dem Zertifikatsmarkt münden, der einerseits das Wirtschaftlichkeitsverhältnis der Erzeugungsalternativen beeinflusste, andererseits Spielraum für Senkungen des Strompreises eröffnete – beides Entwicklungen, die den ursprünglichen Effekten entgegen stünden.

Allerdings vollziehen sich solche Anpassungsprozesse nicht augenblicklich, sondern mit zum Teil erheblichen zeitlichen Verzögerungen, die nicht zuletzt auch aus der hohen Kapitalintensität und Langlebigkeit der genutzten Technologien resultiert. Insofern braucht eine Vielzahl von Markteffekten für kurzfristige Preisprognosen nicht berücksichtigt zu werden, was – zumindest tendenziell – zu einer relativ besseren Güte der erarbeiteten Aussagen führt. Aus systemtheoretischer Perspektive ergibt sich so eine Komplexitätsreduktion nicht aus der Abnahme der preisbestimmenden Elemente, sondern aus der Abnahme der Elementbeziehungen.

Insofern gilt es für die Marktanalyse, zunächst die Einflussfaktoren der kurzfristigen Preisbildung auf den Energiemärkten zu identifizieren. Nachdem auch die Märkte der leitungsgebundene Energieträger Strom und Gas in eine wettbewerbliche Organisation überführt worden sind, gilt in diesem Zusammenhang, dass sich die Preisbildung aller Energien grundsätzlich an das Wechselspiel zwischen Angebot und Nachfrage anlehnt.⁵⁷¹ Hinzu kommt als notwendige Bedingung der Versorgung, dass der am Markt erzielbare Preis zumindest ausreicht, um Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Demnach können kurzfristige Preisbewegungen auf drei grundsätzliche Ursachen zurückgeführt werden: Die – tatsächliche oder erwartete – Änderung der Nachfrage, des Angebots oder der variablen Kosten der Energieversorgung.

Weitaus vielschichtiger als diese drei generellen Kategorien sind die konkreten Anlässe, die Preisschwankungen nach sich ziehen. So führen etwa unterschiedliche Witterungsbedingungen sowohl angebots- als auch auf nachfragerseitig zu veränderten Rahmenbedingungen auf dem Strommarkt: Je nach Windaufkommen, Niederschlagsmenge oder – derzeit noch vernachlässigbar – Sonnenstrahlung sind unterschiedliche Mengen regenerativ erzeugter Elektrizität in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen. Dass es sich hierbei durchaus um nennenswerte Mengen handelt, wird deutlich, wenn man sich vor Augen hält, dass allein die in Windanlagen installierte elektrische Leistung rund 12 % der Leistung des gesamten deutschen Kraftwerkparks beträgt.⁵⁷² Gleichzeitig führen auf Nachfragerseite z. B.

⁵⁷¹ Vgl. hierfür auch Kapitel 4.2.3. Ausnahme bildet de facto noch das Erdgas, für das langfristige TOP-Verträge in Deutschland bislang keinen nennenswerten Gashandel aufkommen ließen. Jedoch ist anzunehmen, dass sich dieser, insbesondere auch auf Betreiben von politischer Seite, in Zukunft entwickeln wird.

⁵⁷² Vgl.: BMWI [2007, Tabelle 22].

die langen und hellen Tage der Sommermonate dazu, dass der Bedarf an Elektrizität für Beleuchtungszwecke merklich zurückgeht. Neben der Witterung lassen sich als kurzfristige Preisdeterminanten insbesondere ‚zeitliche Faktoren‘, die Verfügbarkeit von Erzeugungs- und Transportkapazitäten sowie außergewöhnliche Ereignisse identifizieren.⁵⁷³

Hierbei beziehen sich die ‚zeitlichen Faktoren‘ auf den üblichen Tagesablauf der privaten und gewerblichen Elektrizitätskunden. Gemäß grundsätzlicher Lebens- bzw. Arbeitsgewohnheiten erfolgen bestimmte Tätigkeiten häufig zu regelmäßigen Zeiten, wie etwa Arbeitsbeginn und -ende, Pausenzeiten, Nahrungsaufnahme oder Freizeitaktivitäten. Entsprechend beeinflussen Tageszeit und Tagesart (Werk- oder Wochenendtag) in nicht unerheblichem Maße die Nachfrage nach elektrischer Energie. So ist diese etwa tagsüber um ein Vielfaches höher als während der Nacht und an Wochenenden deutlich niedriger als an zeitlich korrespondierenden Werktagen. Auch wenn auf dieser Basis keine exakte Bestimmung konkreter Preisentwicklungen möglich ist, lassen sich so dennoch Aussagen zu generellen Preistrends mit hoher Wahrscheinlichkeit treffen.

Jedoch ist zu erwarten, dass diese Trends durch das Auftreten außergewöhnlicher Ereignisse gestört werden. Hierzu zählen etwa sportliche oder kulturelle Großveranstaltungen, aber insbesondere auch politische Entscheidungen. Dabei ist es nicht notwendig, dass diese explizit auf die Preisbildung oder das Angebots- und Nachfrageverhalten Einfluss nehmen, wie etwa im Fall des EEG. Vielmehr genügt alleine die *Erwartung* relevanter Nachfragergruppen, dass es zu veränderten Marktbedingungen aufgrund politischer Entwicklungen kommen wird. Dabei sind nicht nur nationale, sondern auch internationale Vorgänge von Bedeutung, wie unmittelbar am Beispiel der Rohölpreisentwicklung zu Zeiten politischer Krisen im Nahen Osten, etwa der Irak-Kriege, zu erkennen ist.

Erzeugerseitig beeinflussen wiederum die zur Verfügung stehenden Kraftwerks- und Netzkapazitäten die Entwicklung der Elektrizitätspreise. Hierbei ist von Bedeutung, dass sich der Kraftwerkspark aus Anlagen mit unterschiedlichen variablen Kosten zusammensetzt, die im Wesentlichen durch den eingesetzten Brennstoff bestimmt sind. Kurzfristig werden die Versorgungsunternehmen bereit sein, solange Elektrizität anzubieten, wie der Strompreis ausreicht, um Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, d. h. über den (kurzfristigen) Grenzkosten der Erzeugung liegt. Dies bedeutet andererseits, dass sich stets ein Preis einstellen muss, der mindestens den

⁵⁷³ Vgl.: LEHRMANN [2002, S. 189].

Grenzkosten des letzten zur Deckung der Nachfrage notwendigen Kraftwerks entspricht, sollen Stromausfälle ausgeschlossen werden. Unter der Annahme ökonomisch rationalen Verhaltens werden zur Deckung einer bestimmten Nachfrage zunächst diejenigen Anlagen mit den geringsten variablen Erzeugungskosten herangezogen. Ist deren Kapazität erschöpft, ohne dass ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage erreicht wurde, wird auf die Kraftwerke mit den nächst höheren kurzfristigen Grenzkosten zurückgegriffen, usw. Insgesamt ergibt sich so eine als Merit Order bezeichnete Angebotskurve, die den Zusammenhang zwischen der Bedarfsmenge und dem zur kurzfristigen Bedarfsdeckung mindestens notwendigen Preis darstellt:

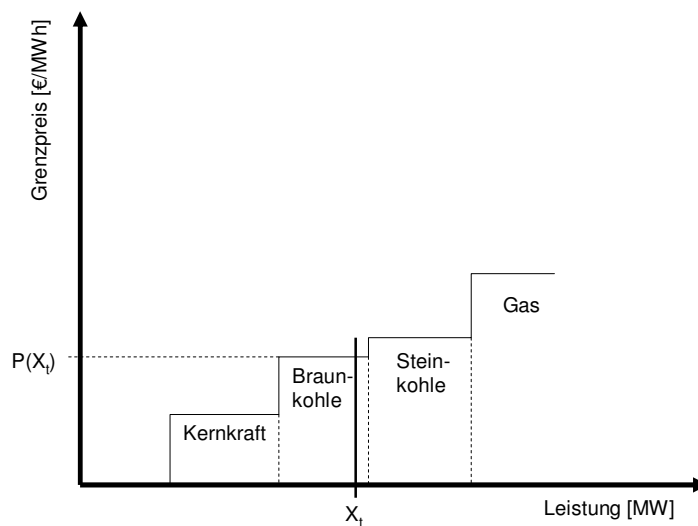


Abbildung 24: Merit Order⁵⁷⁴

Für eine bestimmte Nachfragemenge wird es somit immer dann zu erzeugerseitig bedingten Preissteigerungen kommen, wenn Ausfälle von Kraftwerkskapazitäten zu verzeichnen sind, was den Einsatz von Anlagen mit höheren kurzfristigen Grenzkosten notwendig macht:

⁵⁷⁴ Quelle: In Anlehnung an HENSING [1998, S. 120].

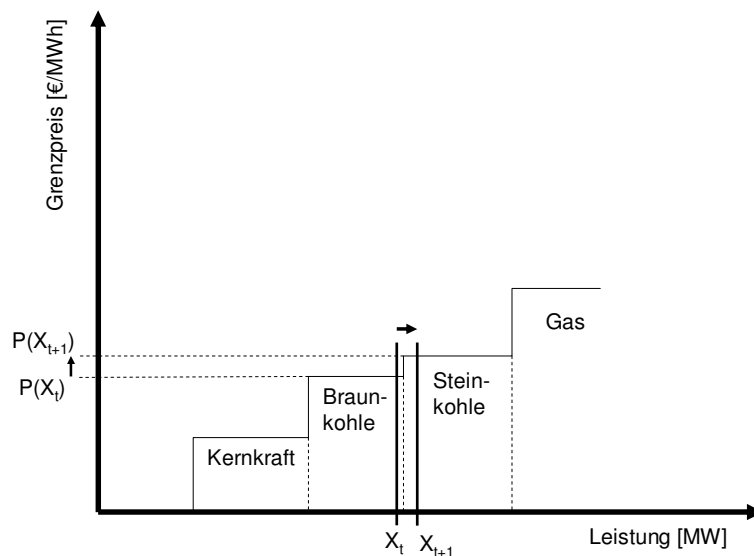


Abbildung 25: Veränderung der kurzfristigen Systemgrenzkosten⁵⁷⁵

In dem abgebildeten Beispiel wird der Ausfall eines Teils der Braunkohlekapazitäten dargestellt, der von Steinkohlenanlagen übernommen wird. Obwohl der Grenzpreis in diesem ideellen Fall nur moderat steigt, ist in der Praxis von einer stärkeren Bewegung auszugehen: Der Grund hierfür sind die technischen Restriktionen, denen die einzelnen Anlagentypen unterworfen sind. So weisen Steinkohlenkraftwerke zwar die geringeren variablen Kosten auf, können jedoch im Vergleich zu Gaskraftwerken nicht so schnell zugeschaltet werden, so dass bei ungeplanten Ersatzlieferungen zunächst auf diese zurückgegriffen werden muss. Als wichtigste Ursachen von Kraftwerksengpässen werden (ungeplante) Störfälle und Revisionen genannt.⁵⁷⁶

Aufgrund der Leitungsgebundenheit des Stromtransports können sich Netzengpässe in gleicher Weise auf die Preisbildung auswirken: So ist es denkbar, dass die nachgefragte Elektrizität zwar in den kostengünstigsten Kraftwerken produziert werden könnte, aufgrund von Netzstörungen jedoch nicht zum Ort des Bedarfs verbracht werden kann. Als Folge muss dann auf ungünstigere Anlagen zurückgegriffen werden, für die der Transport zum Verbraucher jedoch gewährleistet ist.

⁵⁷⁵ Quelle: In Anlehnung an PFAFFENBERGER [1998, S. 120].

⁵⁷⁶ Vgl.: LEHRMANN [2002, S. 178].

Solche Netzengpässe sind insbesondere im grenzüberschreitenden Handel zu beobachten.⁵⁷⁷

Nach der Identifikation der wesentlichen Preisdeterminanten gilt es ferner, deren Korrelation mit dem Energiepreis zu beziffern und eine Prognose über die zukünftig zu erwartenden Entwicklungen zu stellen. Obwohl die Komplexität dieser Aufgabenstellungen aufgrund der kurzfristigen Perspektive geringer ist als bei langfristigen Betrachtungen, sind hiermit doch immer noch erhebliche Schwierigkeiten verbunden. So wird etwa im Rahmen einer Untersuchung über die Anforderungen an ein Informationsmanagement für den Stromhandel festgestellt: Z. B. sind „in Spitzenlastzeiten die Bestimmungsfaktoren der Gaskosten [...] für die Grenzkosten [der Stromerzeugung] verantwortlich, in Grundlastzeiten aber vollkommen irrelevant, da Gaskraftwerke [...] nicht in der Einsatzfolge benötigt werden. Somit ist es faktisch nicht möglich, eine pauschale Aussage zu machen, welche Bestimmungsfaktoren [...] den größten Einfluss haben.“⁵⁷⁸ An gleicher Stelle wird sich daher darauf beschränkt, die Relevanz der Preisdeterminanten in ‚niedrig‘, ‚mittel‘ und ‚hoch‘ einzuteilen.⁵⁷⁹

Insbesondere in diesem Zusammenhang erfahren in jüngster Zeit die Methoden des Soft Computing erhöhte Aufmerksamkeit, zu denen Künstliche Neuronale Netze, Evolutionäre Algorithmen und Fuzzy Systeme zu zählen sind.⁵⁸⁰ Ziel ist es hier, Verfahren zu entwickeln, die sich explizit als tolerant gegenüber Unsicherheiten und hoher Komplexität erweisen, wozu eine Nachahmung natürlicher Vorbilder wie der biologischen Evolution bzw. der menschlichen Informationsverarbeitung simuliert wird. Obwohl die Grundidee hierzu bereits Mitte des vorigen Jahrhunderts entstanden ist, eröffnen doch vor allem die Fortschritte der Informationstechnologie in den letzten Jahren aufgrund der hohen Anzahl notwendiger Iterationen im Rahmen sog. ‚Trainingsphasen‘ ein breiteres Anwendungsspektrum dieser Verfahren. Nicht zuletzt für die kurzfristige Prognosen von Energiepreisentwicklungen werden Methoden des Soft Computing als durchaus viel versprechend angesehen.⁵⁸¹

Auch wenn die notwendige Rechenkapazität einen immer geringeren Restriktionsfaktor darstellt, darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass der Einsatz solcher Instrumente noch immer mit erheblichem Aufwand verbunden ist, was

⁵⁷⁷ Vgl.: DÖPKE [2000, S. 25].

⁵⁷⁸ LEHRMANN [2002, S. 170].

⁵⁷⁹ Vgl.: LEHRMANN [2002, S. 176, 184, 188].

⁵⁸⁰ Eine Einführung in die grundlegende Methodik liefert z. B. NAUCK [1996, S. 3ff].

⁵⁸¹ Vgl. hierfür etwa: NISSEN [1995, S. 50].

sowohl den Programmieraufwand als auch die Datenpflege anbelangt. Dabei ist es zumindest fraglich, ob dieser Aufwand vom erzielbaren Nutzen kompensiert werden kann, bedenkt man, für welchen Zweck die angestrebten Informationen im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements eingesetzt werden sollen: Anders als bei ‚klassischen‘ profitorientierten Handelsgeschäften werden Informationen über zukünftige Preisentwicklungen lediglich zur Absicherung gegen Energiepreissteigerungen, bzw. zur Wahrung der sich aus Energiepreissenkungen ergebenden Chancen benötigt. Es geht also konkret darum, ein Hedging-Geschäft immer nur dann einzugehen, wenn dieses auch notwendig ist, um so einerseits keine unnötige Kostenbelastung tragen zu müssen und andererseits den Vorteil fallender Preise nicht preiszugeben. Entsprechend ist es hier ausreichend, tendenzielle Aussagen über fallende oder steigende Preise treffen zu können, wofür aufwändige Berechnungsverfahren nicht immer erforderlich sind.

Doch auch wenn der Informationsstand ‚nur‘ ausreichen muss, um generell steigende oder fallende Preisbewegungen zu prognostizieren, so sind hierfür dennoch nennenswerte Suchprozesse vonnöten, die in entsprechenden Transaktionskosten resultieren. Hierbei ist vor allem der nicht unerhebliche Zeitaufwand zu bedenken, der für die Informationsbeschaffung notwendig ist, und der aufgrund des dynamischen Umfelds zudem nicht nur sporadisch, sondern regelmäßig anfällt. In diesem Zusammenhang wird der grundsätzliche Zielkonflikt deutlich, dem solche Marktanalysen unterworfen sind: Wie bereits ausgeführt, ist einerseits davon auszugehen, dass die erarbeiteten Prognosen umso verlässlicher sind, je kürzer der betrachtete Zeitraum gewählt wird. Andererseits bedeuten kürzere Prognosehorizonte zwangsläufig die Notwendigkeit häufigerer Datenerhebungen, was in steigenden Transaktionskosten mündet. Dies lässt sich zwar durch die Inanspruchnahme professioneller Informationsdienste auslagern, was jedoch entsprechend zu entgelten ist und insofern wiederum die Problematik der Informationsbewertung aufwirft. Schließlich ist zu bedenken, dass sich viele der relevanten Informationen per se nicht im Vorfeld bestimmen lassen – wie etwa der ungeplante Ausfall von Erzeugungs- und Transportkapazitäten – oder der Öffentlichkeit nicht zugänglich sind, wie es für die geplanten Revisionszeiten der Fall ist.

5.4 Zwischenfazit – Konsequenzen für das betriebliche Energiemanagement

Zusammenfassend bleiben somit für die Energiebeschaffung zunächst folgende grundlegende Managementinstrumente festzuhalten:

- Energiehandel
- Portfoliomanagement
- Einkaufsgemeinschaften
- Vertragsgestaltung

Jedoch ist von vorneherein einzuschränken, dass Vertragsgestaltungen lediglich für nachfragestarke Betriebe in Frage kommen und zudem zu stark von der im Einzelfall vorliegenden Situation abhängen, als dass hierfür zufrieden stellende allgemeingültige Aussagen getroffen werden könnten. Für die Einkaufsgemeinschaften, die sich nach Bündel- und Sammelkunden unterscheiden lassen, gelten im wesentlichen die gleichen Problemstellungen, die auch im Zusammenhang mit Kooperationen in Kapitel 4.3.2 diskutiert worden sind.

Insofern richtet sich das Hauptaugenmerk bei der Gestaltung der Energiebeschaffung auf die in enger Beziehung stehenden Instrumente des Energiehandels und des Portfoliomanagements. Für deren erfolgreichen Einsatz sind insbesondere solche Problemstellungen zu lösen, die sich aus kurzfristigen Preisvolatilitäten und den Bestimmungen der Netznutzung auf den leitungsgebundenen Energiemärkten ergeben. Zwar konnte ein relatives Abflachen der Volatilitäten auf dem Strommarkt im Jahr 2004 gegenüber vorherigen Perioden beobachtet werden, dennoch liegen diese immer noch deutlich über denen anderer Commodity-Märkte. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass im Zuge weiter anhaltender Marktvereinigungen – die sich konkret in einem Abbau von Überkapazität äußern⁵⁸² – die Wahrscheinlichkeit von überschießenden Preisreaktionen in Zukunft tendenziell zunehmen wird.

Als grundsätzliche Lösungsansätze bieten sich diesbezüglich die Durchführung (kurzfristiger) Marktanalysen sowie der Aufbau eines Risikomanagement-Systems an, welches als Steuerungs- und Kontrollfunktionen neben Hedgingaktivitäten auch Risikobewertungen umfasst. Die für das Hedging notwendigen Transaktionen können sowohl auf individuell organisierten OTC-Märkten als auch auf standardisierten Börsenplätzen durchgeführt werden, wobei eine unmittelbarere Teilnahme

⁵⁸² Dem widersprechen auch nicht die z. Z. geplanten bzw. in Bau befindlichen neuen Kraftwerkskapazitäten, da es sich hierbei nicht um Erweiterungs- sondern vielmehr um Erneuerungsinvestitionen handelt.

am Börsengeschehen aufgrund der dort gehandelten Leistungsmengen zunächst nur für nachfragestarke Betriebe in Frage kommt. Neben weiteren organisatorischen und personellen Voraussetzungen sind hier auch finanzielle Bedingungen zu erfüllen, die sich insbesondere in der Hinterlegung von Eigenkapital vor und während der Transaktionszeiträume konkretisieren. Kleine Unternehmen können sich entweder von Brokern oder anderen Aggregatoren vertreten lassen oder ihre Aktivitäten auf OTC-Märkte beschränken, wobei hier aufgrund der fehlenden Clearing-Funktion des Börsenbetreibers zusätzliche Kreditrisiken zu übernehmen sind.

Als Methode der Risikobewertung erfährt in Theorie und Praxis vor allem die Ermittlung des VaR hohe Aufmerksamkeit, die über Varianz-Kovarianz Berechnungen, Historische oder Monte-Carlo Simulationen erfolgen kann. Als grundsätzliche Kritikpunkte können zunächst hier die problematische Definition einer geeigneten Wahrscheinlichkeitsfunktion, der kausale Vergangenheitsbezug und die Gefahr subjektiver Fehleinschätzungen genannt werden. Weiterhin muss im Rahmen der betrieblichen Energiebeschaffung – die ja lediglich den jeweiligen Eigenbedarf umfasst – besonders kritisch die monetäre Kosten-/Nutzen-Relation der Risikobewertung hinterfragt werden. Insgesamt ist hierfür zu bemerken, dass der mit dem Risikomanagement verbundene Aufwand für die reine Eigenbedarfsdeckung nur für energieintensive Betriebe zu rechtfertigen ist, und andernfalls die Ausweitung der Beschaffung im Sinne des ‚klassischen‘ Handelsverständnisses als eigenständiges Geschäftsfeld erforderlich wäre.

Für die kurzfristige Marktanalyse bleibt zunächst festzuhalten, dass die hiermit verbundenen Prognosen tendenziell mit weniger Unsicherheiten verbunden sind als deren langfristige Pendanten. Zusätzlich reicht es für Belange des Energiemanagements aus, generelle Trendaussagen über die zu erwartende Richtung der Preisbewegungen zu geben. Dennoch ist auch hier neben dem grundsätzlichen Problem der Informationsbewertung ein weiterer Punkt kritisch zu würdigen: Ausgangspunkt ist hier die Überlegung, dass Marktanalysen nicht als Selbstzweck durchgeführt werden, sondern die Basis weitergehender Hedging-Aktivitäten bilden – werden steigende Preise erwartet, sind preissichernde Transaktionen auf den Terminmärkten durchzuführen, in Zukunft fallende Preise verbieten diese, sollen keine Opportunitätskosten entstehen. Weiterhin ist zu bedenken, dass ein Hedging nur dann durchgeführt werden kann, wenn sich auf dem Terminmarkt eine entsprechende Gegenpartei findet.

Dies ist zunächst immer dann der Fall, wenn die prognostizierte Entwicklung einen anderen Marktteilnehmer in entgegengesetzter Richtung beeinflusst. Ein anschauliches Beispiel hierfür wären auf dem Markt für Wetterderivate etwa EVUs auf der einen und Unternehmen der Baubranche auf der anderen Seite. Für ein EVU resultieren Witterungsverschlechterungen in einem steigendem Energiebedarf und damit steigenden Erlösen, Bautätigkeiten werden hingegen aufgrund etwaiger Verzögerungen mit Mehrkosten belastet (und umgekehrt). Hedging-Aktivitäten dieser beiden Parteien bedeuten im Endeffekt also, dass der jeweils Begünstigte bereit ist, seinen Vorteil zum Ausgleich des Nachteils des anderen zur Verfügung zu stellen.

Derartige Konstellationen können allerdings nicht als Regelfall angesehen werden.⁵⁸³ Vielmehr ist die Mehrzahl der auf den Terminmärkten abgeschlossenen Geschäfte spekulativer Natur, d. h. ohne eigenen physischen Bedarf bzw. eigene Angebotsmengen. Den Transaktionen liegen dann also unterschiedlich Erwartungen über die Zukunft zugrunde. Für die Marktanalyse bedeutet dies schließlich, dass hierdurch nicht nur einen Informationsstand auf dem Niveau der übrigen Marktteilnehmer zu erreichen ist, sondern ein entsprechend besserer: Würden nämlich alle Akteure über die gleichen (richtigen) Informationen bzgl. der zukünftigen Entwicklungen verfügen, fände sich auch kein Handelspartner mehr, der – aufgrund der ihm zugänglichen (falschen) Informationen – bereit wäre, die jeweilige Gegenposition einzunehmen.

⁵⁸³ So wäre es hierfür etwa idealerweise notwendig, dass beide Parteien die gleiche Menge der gehandelten Commodity anbieten bzw. nachfragen.

6 ABSCHLUSSKAPITEL

6.1 Zusammenfassung, Ergebnisanalyse und generelle Handlungsempfehlungen

Ziel der Arbeit war es, aus betriebswirtschaftlicher Perspektive, Ansatzpunkte des betrieblichen Energiemanagements zu identifizieren, mögliche Gestaltungsmaßnahmen zu beschreiben, hierbei auftretende Problempunkte zu analysieren und schließlich diesbezügliche Lösungsansätze zu bewerten. Dabei lag eine wesentliche Herausforderung in dem Forschungsansatz, dies nicht für eine bestimmte Branche oder gar ein einzelnes Unternehmen zu vollziehen, sondern möglichst breite und allgemeingültige Aussagen zu erarbeiten. Hierfür war es zunächst notwendig, eine generelle Systematik betrieblicher Energienutzung zu definieren, indem der gesamte Prozess der Energienutzung in die Teilbereiche ‚Energieverwendung‘, ‚Energieumwandlung‘ und ‚Energiebeschaffung‘ aufgegliedert wurde, welche den strukturellen Rahmen der weiteren Analyse bildeten:

Zum einen lässt sich eine solche Systematisierung auf beliebige Betriebstypen übertragen, da die drei Phasen aufgrund physikalischer, technologischer und ökonomischer Rahmenbedingungen für eine zielgerichtete Energienutzung stets zu durchlaufen sind. Unterschiede zwischen den jeweiligen Unternehmen äußern sich aus systemtheoretischer Perspektive lediglich in der Tiefe bzw. Komplexität dieser Subsysteme der betrieblichen Energienutzung. Zum anderen verdeutlicht diese Systematisierung auch die hierarchische Struktur, die Energienutzungsprozessen zugrunde liegt: An der Spitze steht zunächst eine angestrebte unternehmerische Vorgabe, für deren Erfüllung die Bereitstellung geeigneter Energiedienstleistungen durch die Energieverwendung erfolgen muss. Die hierfür notwendige Nutzenergie bestimmt wiederum den Rahmen für die Energieumwandlung und Energiebeschaffung. Da ein unmittelbarer Fremdbezug von Nutzenergie zudem meist nicht möglich ist, muss sich die Energiebeschaffung schließlich an den Vorgaben der Energieumwandlung ausrichten.

Diese eindeutige Hierarchie wird höchstens dann aufgehoben, wenn Entscheidungen über die Neugestaltung einer vorgelagerten Ebene anstehen. Gilt es etwa, unterschiedliche Investitionsalternativen der Energieumwandlung (z. B. ein Heizungssystem) zu bewerten, so können hierfür auch die mit der Beschaffung der jeweiligen Endenergien (vor allem Heizöl, Erdgas und Elektrizität) verbundenen Möglichkeiten und Problemstellungen ausschlaggebend sein. Allerdings ist hier einschränkend anzuführen, dass für den jeweiligen Einzelfall eine Vielzahl der

grundsätzlich denkbaren Alternativen aufgrund produktionstechnischer Anforderungen hinsichtlich Sicherheit, Regelbarkeit, Material- und Umweltverträglichkeit, etc. von vornherein ausgeschlossen werden.

Weiterhin wurde die Diskussion über eine möglichst allgemeingültige Zielvorgabe geführt, anhand derer eine Beurteilung der Güte der betrieblichen Energienutzung erfolgen kann. In diesem Zusammenhang ist es wichtig zu erkennen, dass Energienutzung nie als Selbstzweck erfolgt, sondern stets durch übergeordnete betriebliche Funktionen – Produktion, Lagerung, Transport, Information, etc. – motiviert ist, die auch das verfolgte Sachziel bestimmen. Zielsetzung des Energiemanagements kann es vielmehr nur sein, den angestrebten Zweck mit einem minimalen Mitteleinsatz zu erreichen. Als Ausnahmen sind allenfalls solche Produktionsprozesse denkbar, bei denen der Faktor Energie nicht nur als eine notwendige, sondern auch als eine hinreichende Erfolgsbedingung angesehen werden muss, bei denen also die Art der Energienutzung wesentlich zum Markterfolg des erstellten Gutes beiträgt. Weiter ist zu beachten, dass sich der ‚minimale Mitteleinsatz‘ nicht nur auf die notwendige Energiemenge bezieht, sondern auch die hierbei benötigten Umwandlungstechnologien umfassen muss. Als Konsequenz kann grundsätzlich auch nicht eine rein mengenmäßige Energieeinsparung als Maxime des Energiemanagements gelten, vielmehr sind die mit der Bereitstellung der Energiedienstleistungen verbundenen Kosten zu minimieren. Energieeinsparungen als solche, wie sie immer wieder propagiert werden, sind nur dann eine adäquate Zielgröße, wenn entweder von vornherein eine ineffiziente Energienutzung vorliegt, oder die Minderung der Energiebezugskosten nicht durch den dann c. p. höheren Kapitalkaufwand überkompensiert wird.

Obwohl somit die Bereitstellungskosten der notwendigen Energiedienstleistungen grundsätzlich als formale Zielgröße des Energiemanagements gelten können, erweisen sich diese aufgrund ihrer mangelnden Operationalisierbarkeit in der Praxis als ungeeignet. Vielmehr muss als konkrete Zielvorgabe in der Regel auf die Kosten des Bezugs von Endenergie zuzüglich der Investitionskosten der notwendigen Umwandlungstechnologie zurückgegriffen werden. Doch auch hier ist die Quantifizierung mit Problemen verbunden, die sich zum einen aus dem Kuppelproduktionscharakter der betrieblichen Eigenerzeugung und aus Einschränkungen bei der Messung der Energieströme ergeben. Dabei sind die bei der Messung auftretenden Schwierigkeiten weniger technischer als vielmehr ökonomischer Natur: Grundsätzlich lassen sich mit einem entsprechend aufwändigen Messsystem die betrieblichen Energieströme mit hoher Genauigkeit nachzeichnen. Da die hiermit einhergehenden Kosten im Vergleich zum abzubildenden Energienutzungssystem häufig relativ hoch

liegen, ist die Frage nach der Kosten-/Nutzen-Relation der so gewonnen Informationen von entscheidender Bedeutung, was gleichermaßen für solche Informationen gilt, die von außerhalb des Unternehmens beschafft werden müssen. Auf dieser vorbereitenden Strukturierung und Bestimmung von Managementobjekt und Informationsbasis aufbauend können dann in Abhängigkeit der jeweiligen Gestaltungsebene die konkreten Managementinstrumente zum Einsatz gebracht werden:

Gestaltungsebene	Managementinstrument
Energieverwendung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ rationellen Energieverwendung ▪ Lastglättung
Energieumwandlung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieeinsparung ▪ Make-or-Buy Option ▪ Energieträgersubstitution
Energiebeschaffung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiehandel ▪ Portfoliomanagement ▪ Einkaufsgemeinschaften ▪ Vertragsgestaltung

Tabelle 7: Managementinstrumente der einzelnen Gestaltungsebenen⁵⁸⁴

Allerdings ist zu bedenken, dass die einzelnen Maßnahmen – unabhängig von ihrem tatsächlichen Erfolg – zunächst stets mit Transaktionskosten verbunden sind. Insofern ist insbesondere die Frage interessant, ob sich bestimmte betriebstypische Merkmale identifizieren lassen, die bereits im Vorfeld einen Hinweis auf die – zumindest tendenzielle – Effektivität der jeweiligen Gestaltungsoption geben können. In diesem Kontext lassen sich m. E. drei Kenngrößen ausmachen, die als grobe Anhaltspunkte für eine erste Erfolgsabschätzung dienen können:

1. Betriebliche Flexibilität und Personalintensität
2. Relativer Anteil der Energiebezugskosten an den Gesamtkosten
3. Absolute Höhe der Energiebezugskosten

⁵⁸⁴ Quelle: Eigene Darstellung.

Zu 1.

Wie in Kapitel 3 erläutert, ergibt sich aufgrund der leistungsbezogenen Bepreisung leitungsgebundener Energieträger die Chance, deren Bezugskosten durch die Verstetigung der Nachfrage zu minimieren. Diese, unter dem Begriff ‚Lastglättung‘ diskutierte Gestaltungsoption erfordert jedoch eine entsprechende zeitliche Flexibilität des betrieblichen Leistungsprozesses. Es ist unmittelbar einsichtig, dass dies weniger für Unternehmen der Dienstleistungsbranche zu vermuten ist, die sich in der Regel am Nachfrageverhalten ihrer Kunden ausrichten müssen. Vielmehr dürften hierfür eher Fertigungsbetriebe in Frage kommen, bei denen eine Lagerung der Produkte problemlos – oder sogar notwendig – ist, und insofern eine zeitliche Verschiebung der jeweiligen Prozesse möglich ist.

Andererseits kennzeichnet Dienstleistungsbetriebe tendenziell eine höhere Personalintensität als fertigungsorientierte Unternehmen, was insofern relevant ist, als der ineffiziente Gebrauch von Energie zumeist auf menschliches Verhalten zurückgeführt werden kann. Je mehr Personen also am Prozess der Leistungserstellung beteiligt sind, desto wahrscheinlicher sind ineffiziente Energieverwendungen, wie die (zusätzliche) Beleuchtung tageslichtdurchfluteter Räume oder (unnötiger) Stand-By Betrieb elektrischer Geräte. Hinsichtlich der in diesem Kontext anwendbaren Verhaltensstimuli – allgemeine Information, Verbrauchsrückmeldungen und monetäre Anreize – ist m. E. vor allem die Mitarbeiterinformation hervorzuheben. Diese ist einerseits mit verhältnismäßig geringen unmittelbaren Kosten verbunden, die sich aus der Übermittlung der gewünschten Informationen an die Adressaten ergeben. Vor allem aber fallen hierbei kaum Transaktionskosten an, da keine Analyse der tatsächlichen betrieblichen Energieströme – mit hiermit einhergehenden Messkosten – erfolgen muss, sondern grundsätzliche Hinweise zur rationellen Energienutzung ohne weiteres im Sinne einer vorbeugenden Maßnahme auch unabhängig von der tatsächlich vorliegenden Situation abgegeben werden können. Die einzige Problemstellung ergibt sich in diesem Fall aus dem Umstand, dass ohne eine tiefere Analyse der betrieblichen Energienutzung auch keine valide Beurteilung des Erfolgs der Informationsmaßnahmen erfolgen kann. Da aber zu erwarten ist, dass Mitarbeiterinformationen nicht dazu führen, die Effizienz der Energienutzung zu verschlechtern – was ja eine vorsätzliche Energieverschwendung bedeuten würde – lassen sich allgemeine Informationen zur effizienten Energienutzung unabhängig vom konkreten Betriebstyp empfehlen.

Zu 2.

Während Produktionsflexibilität bzw. Personalintensität einen Hinweis auf mögliches Managementpotential bei der Energieverwendung geben, lässt ein im Vergleich zu den übrigen Betriebskosten hoher Energiebezugskostenanteil insbesondere Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energieumwandlung erwarten. Wie in Kapitel 4 geschlossen wurde, ist zu vermuten, dass der Prozess der Energieumwandlung tendenziell mit einem zu hohen Maß an Energie und zu wenig Kapitaleinsatz durchgeführt wird. Oder anders ausgedrückt: Dass Energieeinsparungen nicht selten auch ein Schritt zu einer effizienteren Energienutzung sind. Als Ursache hierfür sind neben tatsächlich existierenden Zielkonflikten – etwa hinsichtlich von Liquiditätserfordernissen und Finanzierungsengpässen – vor allem zu kurzfristige Planungshorizonte der Unternehmen, bei denen Energieanlagen nicht über ihre gesamte Lebensdauer, sondern lediglich über wenige Jahre miteinander verglichen werden. Wenn dieser Argumentation allerdings gefolgt wird – wenn Energiedienstleistungen also tendenziell mit einem zu hohem Energie- und zu geringen Kapitaleinsatz bereitgestellt werden – dann lassen relativ hohe Energiekosten erst recht eine ineffiziente Produktionsmittelallokation vermuten.

Hierbei soll nicht außer Acht werden, dass der Begriff der relativ ‚hohen‘ Energiebezugskosten zweifelsohne einer weiteren Spezifizierung bedarf, damit ein konkreter Hinweis auf relevantes Managementpotential bei der Energieumwandlung besteht, oder nicht. Hierfür müsste ein geeigneter Benchmark definiert werden, was mit entsprechenden Schwierigkeiten verbunden ist.

Zu 3.

Wie im Kapitel 5 gezeigt wurde, ist die Aufnahme von Energiehandelsaktivitäten mit nicht zu vernachlässigenden Kosten verbunden, die sich zum einen aus den geforderten personellen, technischen und organisatorischen Voraussetzungen ergeben, zum anderen ihren Ursprung in der notwendigen Hinterlegung von Risikokapital bzw. der täglich zu realisierenden Variation Margin haben. Vor diesem Hintergrund ist ein Energiehandel als wesentliches Instrument zur Gestaltung des Energiebezugs nur dann sinnvoll, wenn die hiermit erzielbaren Einsparungen die genannten Kosten zu kompensieren vermögen. Dabei ist klar, dass die (potentiellen) Einsparungen tendenziell umso höher sind, je kostenintensiver sich der Energiebezug des jeweiligen Betriebes darstellt. Insofern sind – zumindest eigenständige – Energiehandelsaktivitäten erst ab einer kritischen Kostenbelastung sinnvoll. Die Bestimmung dieses kritischen Wertes ist wie die

Quantifizierung ‚hoher‘ relativer Energiekosten oder betrieblicher Flexibilität eine ebenso anspruchsvolle wie auch unwägbare Aufgabe. Für den Elektrizitätsbereich könnte man sich etwa am Spread der stündlichen Stromnotierungen orientieren – also der über einen Tag zu beobachtenden Preisdifferenzen der jeweiligen Stundenprodukte – und der sich hierdurch ergebenden Mehr- bzw. Minderbelastung.

Über diese Erfolgsindikatoren hinaus lassen sich schließlich die wichtigsten Analyseergebnisse zu folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

- Grundsätzlich bietet sich den Betrieben eine beinahe unüberschaubare Vielzahl von Möglichkeiten, gestalterischen Einfluss auf ihre Energienutzung zu nehmen, die allerdings im konkreten Fall durch technische Anforderungen der Produktion und begrenzten finanziellen Optionen eingeschränkt sein können.
- Neue Optimierungschancen ergeben sich aus der Liberalisierung der leistungsgebundenen Energiemärkte vor allem bei der Energiebeschaffung, denen aber auch erhöhte Risiken falsch antizipierter Marktentwicklungen gegenüber stehen, und die nur unter der Hinnahme erhöhter Transaktionskosten – quantifizierbar etwa durch erhöhte Personalkosten für die Einstellung geeigneter Mitarbeiter – reduziert werden können.
- Insofern sind Maßnahmen des Energiemanagements insbesondere auf ihre Kosten-/Nutzen-Relation hin zu überprüfen, wobei (aufgrund der zumeist untergeordneten Bedeutung der Energienutzungskosten) der potentielle Nutzen (nämlich das Ausmaß der Senkung dieser Kosten) von vorneherein als (zumindest verhältnismäßig) klein einzuschätzen ist.
- Daher bleibt als wesentlicher Erfolgsfaktor des betrieblichen Energiemanagements die Minimierung der hiermit einhergehenden Transaktionskosten. Dies kann z. B. mit Hilfe eines Strukturierungsinstruments geschehen, wie es mit der ABC/RPU-Matrix in Kapitel 3 angedacht wird.⁵⁸⁵ Eine andere Möglichkeit zur Senkung der Transaktionskosten liegt jedoch nicht zuletzt in der Bündelung gleichartiger Problemstellungen mehrerer Betriebe durch einen außenstehenden ‚Energiemanagement-Dienstleister‘.

⁵⁸⁵ Vgl.: Abbildung 8.

- In diesem Zusammenhang erkennen die inzwischen im Wettbewerb stehenden Energieversorger die Vertiefung ihrer Kundenbeziehung als strategisches Geschäftsfeld, so dass es zu einer Ausweitung der Lieferkette von Energie- hin zu einer Energiedienstleistungsversorgung kommt – mit entsprechender Übernahme von Energiemanagementfunktionen.
- Dies bedeutet aus Sicht der nachfragenden Betriebe die Möglichkeit zum Outsourcen eines Teils der Energienutzung – nämlich Endenergiebezug und Energieumwandlung – etwa im Rahmen von Contracting und Kommissionshandel, was tendenziell umso attraktiver ist, je weniger die energetischen Prozesse zum Kernbereich der produktiven Tätigkeit zählen.
- Andererseits ist festzustellen, dass sich die meisten Anbieter solcher energiebezogenen Dienstleistungen – insbesondere bereits etablierte EVU – primär um energieintensive Unternehmen bemühen, obwohl für diese ein Energiemanagement in Eigenregie tendenziell sinnvoller ist als bei kleinen, weniger energieintensiven Betrieben.
- Letztere werden hingegen vor allem von Ingenieurbüros angesprochen, die das Ziel verfolgen, Effizienzsteigerungen im Bereich der Energieumwandlung zu erreichen.
- Jedoch ist zu vermuten, dass auch für diese Betriebe die Fokussierung auf die Energiebeschaffung das größere Potential bereithält, da sich mit dem Energiehandel nun eine Option bietet, die – anders als die Investition in energiesparende Techniken – im Vorfeld der Liberalisierung nicht bestand.
- Hierfür ist es allerdings notwendig, durch sinnvolle Bündelung der fragmentarischen Individualbedarfe, die hiermit einhergehenden direkten Bezugs- und insbesondere indirekten Transaktionskosten in der Summe spezifisch zu reduzieren. Kann dies erreicht werden, so ergibt sich für EVU die Chance auf ein äußerst attraktives strategisches Geschäftsfeld. Dies gilt insbesondere für alteingesessene Unternehmen, die häufig einen Vertrauensbonus genießen, welcher etwaige Beharrungstendenzen seitens der zu versorgenden Betriebe zu überwinden hilft.

6.2 Ausblick und weiterer Forschungsbedarf

Neben den genannten Erkenntnissen sollen auch diejenigen Fragestellungen angesprochen werden, die im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt wurden bzw. nicht geklärt werden konnten. In diesem Zusammenhang soll nochmals betont werden, dass es die Zielsetzung einer möglichst allgemeingültigen Analyse von vorneherein ausgeschlossen hat, konkrete Gestaltungsvorgaben oder detaillierte Aktionsheuristiken abzuleiten, wie sie vom Großteil der bisherigen Veröffentlichungen zum Energiemanagement angestrebt werden. Dennoch konnten durchaus relevante Erkenntnisse hinsichtlich der grundlegenden Potentiale und Probleme des betrieblichen Energiemanagements gewonnen werden, die ihrerseits die Basis erster tendenzieller Handlungsempfehlungen bilden, wie sie etwa in den zuvor aufgeführten Erfolgsindikatoren – betriebliche Flexibilität bzw. Personalintensität, relative und absolute Höhe der Energiebezugskosten – zu sehen sind.

Unmittelbar an diesem Punkt ist auch weiterer Forschungsbedarf auszumachen, dessen Zielsetzung in einer qualitativen und quantitativen Spezifizierung dieser Indikatoren liegen sollte. Konkret geht es also etwa um die Beantwortung der Fragen: Wie ist Flexibilität zu definieren, und wie kann sie gemessen und bewertet werden? Ab welcher Relation bzw. ab welchem absoluten Betrag sind Energiebezugskosten als ‚hoch‘ einzuschätzen? Welchen Einfluss hat der jeweilige Betriebstyp auf diese Fragen? Welche sonstigen außerbetrieblichen Faktoren sind hierbei zu berücksichtigen? Inwieweit können diese Erkenntnisse im Zeitverlauf als stabil gelten?

Hierbei könnte Flexibilität etwa als das Ausmaß einer Produktionseinschränkung bzw. -ausweitung beschrieben werden, die sich ohne eine nennenswerte Kostenbelastung durchführen lässt. Bestimmungsmerkmale hierfür sind in Fertigungsbetrieben etwa Losgrößen, Rüstzeiten und -kosten sowie der Integrationsgrad der Produktionsprozesse. Für Dienstleistungsbetriebe hingegen müsste auf physiologische, psychologische und soziologische Ansätze zurückgegriffen werden, mit deren Hilfe zu bestimmen ist, welchen Einfluss einzelne Energiedienstleistungen auf die Konsumentenscheidung des Kunden besitzt.

Auch zeigt die Arbeit, dass die Ebenen der Energieverwendung und Energiebeschaffung im Vergleich zur Energieumwandlung derzeit das tendenziell größere Managementpotential bieten dürften. Der Grund hierfür liegt zum einen in den neuen Chancen, die aus den geöffneten, bzw. sich noch immer öffnenden leitungsgebundenen Energiemärkten für die nachfragenden Betriebe resultieren. Ein

derartiger Umbruch ist bei der Energieumwandlung nicht zu verzeichnen, bei der sich neues Managementpotential – außer dem diskutierten Outsourcing im Rahmen von Contracting – vor allem im Zuge stetiger technologischer Verbesserungen ergibt. Und obwohl auch bei der Energieverwendung keine grundlegenden Veränderungen zu verzeichnen sind, aus denen sich neue Optimierungschancen ergeben könnten, sprechen doch die potentiellen Kosten-/Nutzen-Relationen der hier ansetzenden Managementinstrumente für eine stärkere Fokussierung auf diesen Bereich. So lassen sich etwa generelle Informationen hinsichtlich der rationellen Energieverwendung ohne nennenswerte Grenzkosten bereitstellen. Des weiteren können Anreizsysteme so ausgestaltet werden, dass die hiermit verbundenen Kosten – etwa ein monetärer Bonus für die Mitarbeiter – durch die resultierenden Einsparungen gedeckt wird, so dass hier stets ein positives Kosten-/Nutzen-Verhältnis erreicht werden kann.

Entsprechend dürfte es sich auch für die Belange des betrieblichen Energiemanagements als fruchtbar erweisen, die soziologischen und psychologischen Hintergründe des menschlichen Energieverbrauchs zu untersuchen, um diese Erkenntnisse auf das berufliche Umfeld zu übertragen. Da als erfolgskritischer Faktor im Bereich der Energiebeschaffung insbesondere die hiermit einhergehenden Transaktionskosten identifiziert werden konnten, ergibt sich weiterer Forschungsbedarf aus dem Bestreben, diese hinsichtlich ihrer Ursachen zu spezifizieren und zu quantifizieren. Hierauf aufbauend könnte untersucht werden, inwieweit sich die wichtigsten Kostentreiber identifizieren lassen und welche – über die in dieser Arbeit angesprochenen Ansätze hinausgehenden – Möglichkeiten einer gezielten Kostenreduktion denkbar und praktikabel sind.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- ADAM, D. [1980]: Kurzlehrbuch Planung: mit Aufgaben u. Lösungen, Wiesbaden 1980
- ADAM, D [1996]: Planung und Entscheidung: Modelle – Ziele – Methoden, 4. Aufl., Wiesbaden 1996
- AGEB [2006a]: Energieflussbild 2004 für die Bundesrepublik Deutschland, Internetdokument, <http://www.ag-energiebilanzen.de/erlaeuterung/schema.pdf>, Download vom 11.01.2006
- AGEB [2006b]: Vorwort zu den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland, Internetdokument, <http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/VorwortA.pdf>, Download vom 12.01.2006
- AGEB [2007a]: Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Deutschland (einschließl. militärische Dienststellen), Internetdokument, <http://www.ag-energiebilanzen.de>, Download vom 04.03.2007
- AGEB [2007b]: Endenergieverbrauch des übrigen Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes in Deutschland, Internetdokument, <http://www.ag-energiebilanzen.de>, Download vom 04.03.2007
- ALBACH, H. [1962]: Investition und Liquidität, Wiesbaden 1962
- ALBACH, H. [1975]: Rentabilität und Sicherheit als Kriterien betrieblicher Investitionsentscheidungen, in: ALBACH, H. (Hrsg.): Investitionstheorie, Köln 1975
- AMBROSIUS, G. [1987]: Die wirtschaftliche Entwicklung von Gas-, Wasser- und Elektrizitätswerken (ab 1850 bis zur Gegenwart), in: POHL, H. (Hrsg.): Kommunale Unternehmen – Geschichte und Gegenwart, Zeitschrift für Unternehmensgeschichte, Beiheft 42, Wiesbaden 1987, S. 125-153
- ANGLOHER, J. / GOLLNOW, T. [2002]: Portfoliomanagement – Der Markt ist das Maß, in: ME, 3. Jg. (2002), Heft 6, S. 16-23
- ASUE (Hrsg.) [2005]: BHKW-Kenndaten 2005, Kaiserslautern 2005
- BAAKE, E. / JÖRN, U. / MÜHLBAUER, A. [1996]: Energiebedarf und CO₂-Emission industrieller Prozesswärmeverfahren, Essen 1996
- BABBAGE, C. [1999]: Die Ökonomie der Maschine, Erw. und redigierte Fassung auf Grundlage der Übers. Von G. Friedenberg aus dem Jahr 1833, Berlin 1999
- BAEHR, H. D. [1996]: Thermodynamik, 9. Aufl., Berlin 1996
- BAEHR, H.D. [1965]: Energie, Exergie, Anergie, in: VDI-Fachgruppe Energietechnik (Hrsg.): Energie und Exergie, Düsseldorf 1965
- BAMBERG, G. / COENENBERG, A. [2002]: Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre, 11. Aufl., München 2002
- BANTEL, M. [2000]: Grundlagen der Messtechnik: Messunsicherheit von Messung und Messgerät, Leipzig 2000
- BARNERT, H. [1986]: Anmerkungen zu einer verfahrensübergreifenden Beschreibung der Kostenstruktur von Energieumwandlungsverfahren, Jülich
- BERENS, W. / DETTMANN, W. [2002]: Quantitative Planung, 3. Aufl., Stuttgart 2002

- BERGSCHNEIDER, C. / KARASZ, M. / SCHUMACHER, R. [1999]: Risikomanagement im Energiehandel: Grundlagen, Techniken und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten, Stuttgart 1999
- BERTALANFFY, L. v. [1979]: General Systems Theory, 6th. Edition, New York 1979
- BERTHEL, J. [1975]: Information, in: GROCHLA, E. / WITTMANN, W. (Hrsg.): Enzyklopädie der Betriebswirtschaftslehre, Band I/2, Stuttgart 1975
- BERTHEL, J. [1997]: Personalmanagement, 5. Aufl., Stuttgart 1997
- BESTMANN, U. (Hrsg.) [1997]: Kompendium der Betriebswirtschaftslehre, München 1997
- BGW [2003]: Internetdokument, <http://www.bundesverband-gas-und-wasser.de/de/energiepolitik/gaspreise/pressegrafiken>, Download vom 20.05.2003
- BIETHAHN, J. [2000]: Ganzheitliches Informationsmanagement, 5. Aufl., München 2000
- BISCHOFF, G. (Hrsg.) [1981]: Das Energiehandbuch, Braunschweig 1981
- BLIEM, M. [2005]: Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz, IHSK Discussion Paper, 02/2005, Internetdokument, http://www.carinthia.ihs.ac.at/studien/Discussion%20paper_Kosten%20Stromausfall.pdf, Download vom 04.03.2006
- BLOHM, H. / LÜDER, K. [1995]: Investition: Schwachstellenanalyse des Investitionsbereichs und Investitionsrechnung, 8. Aufl., München 1995
- BMU [2007]: Kurzinfo Klimaschutz, Internetdokument, <http://www.bmu.de/klimaschutz/kurzinfo/doc/4021.php>, Download vom 29.03.2007
- BMVBW (Hrsg.) [2005]: Verkehr in Zahlen 2005/2006, 34. Jahrgang, erweiterte Ausgabe, Hamburg 2005
- BMWA (Hrsg.) [2005]: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Energiereport IV – Kurzfassung, Internetdokument: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Dokumentationen/ewi-prognos_E2_80_93studie-entwicklung-der-energiemaerkte-545,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf, Download vom 20.12.2005
- BMWi [1999]: Energie-Effizienz-Indikatoren: Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die politische Praxis, Kurzfassung des Abschlußberichts, Forschungsvorhaben Nr. 23/97, Internetdokument, http://www.bmwi.de/homepage/download/energie/dok456_de.pdf, Download vom 17.03.2001
- BMWi [2004]: Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Projektnummer 17/02, Internetdokument, <http://www.bmwi.de/Redaktion/Inhalte/Pdf/E/energieverbrauchsstudie-hauptbericht,property=pdf,bereich=,sprache=de,rwb=true.pdf>, Download vom 04.02.2006
- BMWi (Hrsg.) [2006]: Eröffnungsrede des Bundesministers für Wirtschaft und Technologie Michael Glos MdB Anlässlich der Haupttagung 2006 des Bundesverbandes der Deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und der Deutschen Vereinigung des Gas und Wasserfaches e.V. (DVGW) am 13. Juni 2006 in Dresden, Internetdokument,

http://www.bgw.de/pdf/0.1_resource_2006_6_13_5.pdf, Download vom 02.04.2007

- BMW [2007]: Energiedaten, Internetdokument, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html>, Download vom 20.02.2007
- BOEGE, U. [2006]: Mehr Wettbewerb auf den Energiemärkten – „dickes Brett“, aber überfällig, Vortrag anlässlich der Fachkonferenz E-Energy & Water, Internetdokument, http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Diskussionsbeitraege/060214Essen__E_world.pdf, Download vom 02.04.2007
- BÖRNER, D. [1961]: Direct Costing als System der Kostenrechnung, München 1961
- BÖTTGES, N. [1984]: Rationalisierung im Energiebereich: Ein systemanalytischer Ansatz, dargestellt am Beispiel der Glasindustrie, Essen 1984
- BOLLE, F. [1989]: Take or Pay-Verträge und vertikale Integration im Erdgashandel, in: ZfE, 13. Jahrgang (1989), S. 249-255
- BORCH, G. / FÜRBÖCK, M. / MANSFELD, L. / WINJE, D. [1986]: Energiemanagement, Berlin 1986
- BORCH, K. [1969]: Wirtschaftliches Verhalten bei Unsicherheit, München 1969
- BOSNJAKOVIC, F. [1972]: Technische Thermodynamik, I. Teil, 6. Aufl., Dresden 1972
- BRETTAR, T [1988]: Konzeption einer betrieblichen Energiewirtschaft, Frankfurt a. M. 1988
- BRODBECK, K.-H. [1998]: Die fragwürdigen Grundlagen der Ökonomie: eine philosophische Kritik der modernen Wirtschaftswissenschaften, Darmstadt 1998
- BTOElTV [1990]: Bundestarifordnung Elektrizität vom 01. Januar 1990, Fundstelle: BGBl I 1989, 2255
- BUDDE, H.-J. [2000]: Strombeschaffung an der Börse, in: VIK-Mitteilungen, 3-2000, S. 58-59
- BUNDESKARTELLAMT (Hrsg.) [2005]: Bundeskartellamt mahnt E.ON Ruhrgas wegen langfristiger Gasverträge ab, Pressemeldung vom 13.12.2005, Internetdokument, http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/archiv/PressemeldArchiv/2005/2005_12_13.php, Download vom 03.04.2007
- BURKERT, K. [2001]: Contracting – Chancen und Risiken in der Privatwirtschaft, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): Betriebliches Energiemanagement, VDI-Berichte 1593, S. 83-88, Düsseldorf 2001
- BURNHAM, J. [1949]: Das Regime der Manager, Stuttgart 1949
- BUSSE VON COLBE, W. / LABMANN, G. [1991]: Betriebswirtschaftstheorie, Bd.1: Grundlagen, Produktions- und Kostentheorie, 5. Aufl., Berlin 1991
- CASPERS, R. [2002]: Zahlungsbilanz und Wechselkurse, München 2002
- CORMEHL, K. [1998]: Vom Monopolkunden zum Kooperationspartner – Energieverbund Warstein, in: VIK-Mitteilungen, 2-1998, S. 26-33
- CRAMER, G. / SAUTTER, A. [1999]: Ein einfaches Strompreisgefüge für Geschäftskunden, in: et, 49. Jg. (1999), Heft 4, S. 222-225

- CURTIUS, F. [2000]: Stromhandel als Herausforderung – Voraussetzungen für den Erfolg, in: et, 50. Jg. (2000), Heft 9, S. 626-633
- DAVENPORT, V. / PRUSAK, L. [1998]: Wenn Ihr Unternehmen wüsste, was es alles weiß..., Landsberg a. Lech 1998
- DEHLI, M. [1998]: Energieeinsparung in Industrie und Gewerbe: praktische Möglichkeiten des rationellen Energieeinsatzes in Betrieben, Renningen-Malmsheim 1998
- DIEDERICH, H. [1992]: Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 7. Aufl., Stuttgart 1992
- DIEDERICH, H. [1984]: Die Preisbildung für Mineralölprodukte in der Bundesrepublik Deutschland, in: ZfE, 8. Jahrgang (1984), S. 204-214
- DITTMANN, A. / ZSCHERING, J. (Hrsg.) [1998]: Energiewirtschaft, Stuttgart 1998
- DÖPKE, S. / WAGNER, R. [2000]: Statistik, in: ME, 2/2000, S. 25
- DÖRENBACH W. [1982]: Bounded Rationality: Problemlösungen bei kognitiven Beschränkungen des Individuums und Komplexität der Umwelt, Frankfurt 1982
- DRUMM, H. J. [2000]: Personalwirtschaft, 4. Aufl., Berlin 2000
- DUDENHAUSEN, R. A. [2000]: Risikomanagement im liberalisierten Erdgashandel, Essen 2000
- DURRER, R. [1954]: Verhütten von Eisenerzen, 2. Aufl., Düsseldorf 1954
- DUSCHA, M. / HERLE, H. (Hrsg.) [1996]: Energiemanagement für öffentliche Gebäude: Organisation, Umsetzung und Finanzierung, Heidelberg 1996
- DWORATSCHEK, S. / DONIKE, H. [1972]: Wirtschaftlichkeitsanalyse von Informationssystemen, Berlin 1972
- DYCKHOFF, H. [1995]: Grundzüge der Produktionswirtschaft – Einführung in die Theorie betrieblicher Produktion, Berlin 1995
- EBEL, H.-R. [1991]: Energielieferungsverträge, Heidelberg 1991
- EEG [2004]: Erneuerbare Energien Gesetz, Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 21. Juli 2004, Fundstelle BGBl I 2004, 1918
- EEX [2002]: Handelsergebnisse Spotmarkt 2002, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Downloaddatum 12.07.2005
- EEX [2004a]: Börsenordnung, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/dl_general/eex_boersenordnung.pdf, Downloaddatum 17.11.2004
- EEX [2004b]: Handelsergebnisse Spotmarkt 2006, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Downloaddatum 19.11.2006
- EEX [2005a]: Handelsergebnisse Spotmarkt 2005, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Downloaddatum 12.07.2005
- EEX [2005b]: Handelsergebnisse Terminmarkt 2005, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Downloaddatum 12.07.2005
- EEX [2006a]: Handelsergebnisse Terminmarkt 2006, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Downloaddatum 10.05.2006

- EEX [2006b]: Handelsergebnisse Spotmarkt 2006, Internetdokument, http://www.eex.de/info_center/downloads/index.asp, Downloaddatum 09.03.2006
- EEX [2007]: Handelsergebnisse Terminmarkt 2007, Internetdokument, <https://www.eex.de/index.php?session=7b45d518aa4be5d754a4e504c82b948c&page=157>, Downloaddatum 28.03.2007
- ELLWANGER, N. [1996]: Least-Cost Planning in der Gaswirtschaft, Essen 1996
- EnEG [1978]: Energieeinsparungsgesetz, Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden vom 29. Juli 1976, Fundstelle: BGBl I 1976, 1873
- EnWG [2005]: Energiewirtschaftsgesetz, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 07. Juli 2005, Fundstelle: BGBl I 2005, S. 1970
- ERFKEMPER, H.-D. [2000]: Risikobereitschaft und Risikomanagement von Energieversorgern, in: et, 50. Jg. (2000), Heft 8, S. 570-572
- FAYOL, H. [1929]: Allgemeine industrielle Verwaltung, München 1929
- FEDERICO, T. [2001]: Gesichert in die Unsicherheit, in: ME, 5-6/2001, S. 23-26
- FICHTNER BERATENDE INGENIEURE [1988]: Energieeinsparung und Umweltentlastung bei der Wärmeversorgung von Industrie und Gewerbe: energieeffiziente Gemeinschaftslösungen, Köln 1988
- FRANKE, G. / HAX, H. [1990]: Finanzwirtschaft des Unternehmens und Kapitalmarkt, 2. Aufl., Berlin 1990
- FRANKEN, R. / FUCHS, H. [1974]: Grundbegriffe zur Allgemeinen Systemtheorie, in: GROCHLA, E. (Hrsg.): Systemtheorie und Betrieb, Opladen 1974
- FRISCHMUTH, G. [1969]: Daten als Grundlage für Investitionsentscheidungen, Berlin 1969
- FUDALLA, M. / HAHNENSTEIN, L. / HÄDER, M. [2000]: Risikomanagement: Hedging mit Strom-Termingeschäften, in: et, 50. Jg. (2000), Heft 8, S. 564-569
- GAILFUß, M. [2000]: Quo vadis KWK? Stand und Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung, in: BWK, Bd. 52 (2000), Nr. 11, S. 12-17
- GasNEV [2005]: Gasnetzentgeltverordnung, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, Fundstelle: BGBl I 2005, Nr. 46, S. 2210
- GasNZV [2005]: Gasnetzzugangsverordnung, Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, Fundstelle: BGBl I 2005, Nr. 46, S. 2197
- GEIGER, B. [1999]: Energieverbrauch und Einsparung in Gewerbe, Handel und Dienstleistung, Heidelberg 1999
- GOEBEL, D. [2004]: Preisbildung auf liberalisierten Strommärkten, in: GRWEW, J. / FLANDRICH, D. / ELLWANGER, N. (Hrsg.): Energiewirtschaft im Wandel, Münster, S. 134-143, Essen 2004
- GÖTZE, U. / BLOECH, J. [2004]: Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben, 4. Aufl., Berlin 2004
- GRAWE, J. / SCHULZ, E. / WINKLER, R. [1991]: Energiesparen mit Strom, 4. Aufl., München 1991
- GREWE, J. [2005]: Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung – Eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt, Münster 2005

- GROCHLA, E. [1974]: Systemtheoretisch-kybernetische Modellbildung, in: GROCHLA, E. (Hrsg.): Systemtheorie und Betrieb, Opladen 1974
- GRUBER, E. / BRAND M. [1990]: Rationelle Energienutzung in der mittelständischen Wirtschaft: Ergebnisse eines Forschungsprojekts des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung im Auftrag der Schweisfurth-Stiftung, Köln 1990
- GUTENBERG, E. [1976]: Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre, Band I: Die Produktion, 22. Aufl., Berlin 1976
- GUTMANN, F. [1994]: Energietechnik vom Kraftwerk zum Verbraucher, Renningen-Malmsheim 1994
- HAAGE, H.-D. [1992]: Maschinenkunde: Kraft- u. Arbeitsmaschinen, 7. Aufl., München 1992
- HAMMER, R. [1988]: Unternehmungsplanung: Lehrbuch d. Planung u. strateg. Unternehmungsführung, 2. Aufl., München 1988
- HANNES, B. / JEREB-KRAMMER, R. / MAIER, K-D. [1999]: Energiehandel erfolgreich aufbauen (Teil II), in: EWW, September 1999, S. 6-9
- HAX, H. [1964]: Der Kalkulationszinsfuß in der Investitionsrechnung bei unsicheren Erwartungen, in: ZfbF, 1964, S. 187-194
- HAX, H. [1979]: Investitionstheorie, Würzburg 1979
- HEINEN, E. [1983]: Betriebswirtschaftliche Kostenlehre: Kostentheorie u. Kostenentscheidungen, 6. Aufl., Wiesbaden 1983
- HEINEN, E. [1992]: Einführung in die Betriebswirtschaftslehre, 9. Aufl., Wiesbaden 1992
- HEINRICH, L. J. [2002]: Informationsmanagement: Planung, Überwachung und Steuerung der Informationsinfrastruktur, 7. Aufl., München 2002
- HELLRIEGEL, E. / SZAMER, R. [2000]: Kraft/Antrieb, in: MAIER, K. H. (Hrsg.): Der Energie-Berater: Handbuch für wirtschaftliche und umweltgerechte Energienutzung, Kapitel 5.7, Köln
- HENNEY, A. / KEARS, G. [1988]: Managing Total Corporate Electricity/Energy Market Risk, in: The Electricity Journal, Volume 11, Number 8 (October), S. 36-46
- HENSING, I. / PFAFFENBERGER, W. / STRÖBELE, W. [1998]: Energiewirtschaft, München 1998
- HEUCK, K. / DETTMANN, K-D. [1999]: Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Transport und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 4. Aufl., Braunschweig 1999
- HUNKE, D. / GILGES, R. [2003]: Standardisierung im Kleinkunden-Contracting eröffnet neue Marktchancen, in: et, 53. Jg. (2003), Heft 9, S. 560-561
- HOFFMANN, H. [1983]: Energieorientierte Unternehmensplanung: Analyse der energiebezogenen Einflüsse auf die Unternehmensentwicklung sowie die Möglichkeiten zu ihrer Berücksichtigung in die Unternehmensplanung, Krefeld 1983
- HOFFMANN, J. et al. [1998]: Energiekonzept für ein mittelständisches Unternehmen, in: BWK, Bd. 50 (1998), Nr. 1/2 – Januar/Februar, S. 48-52
- HOPFENBECK, W. [1998]: Allgemeine Betriebswirtschafts- und Managementlehre: das Unternehmen im Spannungsfeld zwischen ökonomischen, sozialen und ökologischen Interessen, 12. Aufl., Landsberg/Lech 1998

- HORN, M. [2002]: Langfristige Entwicklung der Rohölpreise bei Gewinnmaximierung durch die OPEC, in: ZfE, 26. Jahrgang (2002), S. 105-116
- HORVÁTH, P. [2001]: Controlling, 8. Aufl., München 2001
- HUGEL, G. / SCHMITZ, H. [1986]: Betriebliche Energiewirtschaft: Anleitung für Klein- und Mittelbetriebe, Berlin 1986
- JORION, P. [1997]: Value At Risk: The New Benchmark For Controlling Market Risk, New York 1997
- KAHLE, E. [1990]: Betriebliche Entscheidungen: Lehrbuch zur Einführung in die betriebswirtschaftliche Entscheidungstheorie, 2. Aufl., München 1990
- KALIDE, W. [1975]: Kraft- und Arbeitsmaschinen, München 1975
- KAST, F. / ROSENZWEIG, J. [1974]: Organization and Management: A Systems Approach, 2nd. Edition, New York 1974
- KERN, W. [1992]: Industrielle Produktionswirtschaft, 5. Aufl., Stuttgart 1992
- KIRSCH, W. [1977]: Einführung in die Theorie der Entscheidungsprozesse, 2. Aufl., Wiesbaden 1977
- KONERTZ, F. [2004]: Stichwort: Value at Risk, in: emw, Heft 4/04, S. 62-63
- KLOOK, J. [1986]: Investitionsrechnung und Kostenrechnung, in: SCHMITT, D.: Stromerzeugungskosten im internationalen Vergleich, Köln 1986
- KOONTZ, H. / O'DONNELL, C. [1976]: Management: a systems and contingency analysis of managerial functions, New York 1976
- KOSIOL, E. [1958]: kritische Analyse der Wesensmerkmale des Kostenbegriffs, in: KOSIOL, E. / SCHLIEPER, F. (Hrsg.): Betriebsökonomisierung durch Kostenanalyse, Absatzrationalisierung und Nachwuchserziehung, Festschrift zum 60. Geburtstag von R. Seyffert, S. 7-37, Köln 1958
- KOSIOL, E. [1962]: Organisation der Unternehmung, Wiesbaden 1962
- KOSIOL, E. [1962a]: Leistungsgerechte Entlohnung, Wiesbaden 1962
- KOSIOL, E. [1979]: Kostenrechnung der Unternehmung, 2. Aufl., Wiesbaden 1979
- KRAMMER, T. / HUTTER, C. [2000]: Stationäre Anwendung von Brennstoffzellenanlagen in der Kraft-Wärme-Kopplung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energie-Wirtschaft (Teil 2), München 2000
- KREUZBERG, P. [1996]: Energieeinsparung als Versicherung gegen Marktrisiken, München 1996
- KREUZBERG, P. [2000]: Vollversorgung als Paradoxon, in: et, 50. Jg. (2000), Heft 11, S. 842-845
- KREIBISCH, R. [1986]: Die Wissensgesellschaft, Frankfurt 1986
- KRIEGSMANN, K.-P. / NEU, A. D. [1981]: Substitutionsbeziehungen zwischen den Produktionsfaktoren Energie, Kapital und Arbeit in der Bundesrepublik Deutschland, in: ZfE, Nr. 1/1981, S. 56-67
- KRIESE, S. [1971]: Exergie in der Kraftwerkstechnik, Essen 1971
- KRUSCHWITZ, L. [2003]: Investitionsrechnung, 9. Aufl., München 2003
- KRUSKA, M. [2001]: Zur Problematik der Bewertung der Energieeffizienz industrieller Prozesse und Betriebe, in: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): Betriebliches Energiemanagement, VDI-Berichte 1593, S. 129-141, Düsseldorf 2001

- KWKG [2004]: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung vom 19. März 2002, Fundstelle BGBl I 2002, 1092
- KURTH, M. [2006]: Entwicklung des Gasmarkts, Sprechzettel zur Pressekonferenz am 17. November 2006, Internetdokument, <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/7961.pdf>, Download vom 03.04.2007
- LAPIDUS, I. / LOOSER, U. / MEIER-REINHOLD, H. / MÜLLER-GROELING, A. / PAULSEN, T. / VAHLENKAMP, T. [2000]: Risiko-Management als Wettbewerbsvorteil im Strommarkt, in: et, 50. Jg. (2000), Heft 9, S. 634-638
- LATKOVIC, K. [2000]: EVU im Wandel – Ansatzpunkte und Probleme einer Umstrukturierung und Neuausrichtung des Stromgeschäfts, Essen 2000
- LAUX, H. [1998]: Entscheidungstheorie, 4. Aufl., Berlin 1998
- LEHMANN, H. / FUCHS, H. [1971]: Probleme einer systemtheoretisch-kybernetischen Untersuchung betrieblicher Systeme, in: ZO, 5/71, S. 251-262
- LEHRMANN, E. [2002]: Informationsmanagement im Handel Strom – Eine ökonomische Analyse des Informationseinsatzes aus Sicht deutscher Verbundunternehmen, Berlin 2002
- LINSMEIER, T. / PEARSON, N. [1996]: Risk Measurement: An Introduction to Value at Risk, Internetdokument, <http://econwpa.wustl.edu:8089/eps/fin/papers/9609/9609004.pdf>, Downloaddatum 02.02.2005
- LOCHSTAMPFER, P. [1974]: Systemorientierte Betriebsorganisation, München 1974
- LOEFFEL, H. [1974]: Bewertung von Strom und Dampf unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten, in: VIK-Mitteilungen 1-1974, S. 1-6
- LOHMANN, H. [2007]: Thema des Monats: Kooperationsvereinbarung Netzzugang, in: ENERGATE (Hrsg.): Gasmarkt Deutschland, März 2007, S. 3-6
- LUCAS, K. [1995]: Thermodynamik. Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen, Berlin 1995
- LÜCKE, W. (Hrsg.) [1991]: Investitionslexikon, 2. Aufl., München 1991
- LUGINGBÜHL, R. [1997]: Beleuchtung, in: MAIER, K. H. (Hrsg.): Der Energieberater: Handbuch für wirtschaftliche und umweltgerechte Energienutzung, Kapitel 5.10, Köln 1997
- LUHMANN, N. [1968]: Zweckbegriff und Systemrationalität, Tübingen 1968
- MAG, W. [1977]: Entscheidung und Information, München 1977
- MASSIE, J. [1971]: Essentials of Management, 2nd. Edition, Englewood Cliffs, New Jersey 1971
- MASUHR, K. [1992]: Die externen Kosten der Energieversorgung, Stuttgart 1992
- MATTHIESEN, K. [1995]: Kritik des Menschenbildes in der Betriebswirtschaftslehre, Bern 1995
- MAUCH, W. [1998]: Der Weg zum Energie-Management-System, in: BWK, Bd. 50 (1998), Nr. 5/6, S. 34-37
- MAYO, E. [1977]: The Human Problems of an Industrial Civilization, Repr. der autorisierten Ausgabe von 1933, New York 1997

- MAYR, F. (Hrsg.) [1980]: Handbuch der Kesselbetriebstechnik: Kraft- und Wärmeerzeugung in Praxis und Theorie, München 1980
- MEFFERT, H. [1998]: Marketing: Grundlagen marktorientierter Unternehmensführung, 8. Aufl., Wiesbaden 1998
- MENGES, G. [1974]: Grundmodelle wirtschaftlicher Entscheidungen: Einführung in moderne Entscheidungstheorien, 2. Aufl., Düsseldorf 1974
- MENGES, G. [1968]: Entscheidung unter Risiko und Ungewissheit, in: MENGES, G. (Hrsg.): Entscheidung und Information, Frankfurt a. M. 1968
- MESCON, M. / ALBERT, A. / KHEDOURI, F. [1981]: Management: Individual and Organizational Effectiveness, New York 1981
- MEYER, G. / SCHIFFNER, E. [1986]: Technische Thermodynamik, 3. Aufl., Leipzig 1986
- MILLER, R. [1965]: Lexikon der Energietechnik und Kraftmaschinen, in: FRANKE, H. (Hrsg.): Lueger Lexikon der Technik. Band 6., 4. Aufl., Stuttgart 1965
- MinöStG [1992]: Mineralölsteuergesetz vom 21. Dezember 1992, Fundstelle: BGBl. I S. 2150, 2185, 1993 I S. 169, 2000 I S. 147
- MÜGGE, G. [1996]: Die Richtlinie VDI 3807 – Ein Verfahren zur Ermittlung und Anwendung von Energiekennwerten, in: VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung (Hrsg.): Energiekennwerte – Werkzeug für den Gebäudebetrieb, VDI-Berichte 1248, S. 2-10, Düsseldorf 1996
- MÜLLER-HAGEDORN, L. [1993]: Handelsbetriebe, in: Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, Teilband 1 (A-H), 5. Aufl., Sp. 1563-1576
- MUSIL, L. [1972]: Allgemeine Energiewirtschaftslehre, Wien 1972
- MWV [1997]: Sicherung des Raffineriestandortes Deutschland, Internetdokument, <http://www.mwv.de/Download/raffstnd.pdf>, Downloaddatum 10.07.2005
- MWV [1999]: Mineralöl-Logistik, Internetdokument, <http://www.mwv.de/download/logistik.pdf>, Downloaddatum 10.07.2005
- MWV [2003]: Mineralöl und Raffinerien, Internetdokument, http://www.mwv.de/download/oel_raff.pdf, Downloaddatum 11.07.2005
- MWV [2005]: Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Normalbenzin, Internetdokument, http://www.mwv.de/Preiszusammensetzung_Normal.html, Downloaddatum 11.07.2005
- NAUCK, D / KLAWONN, F. / KRUSE, R. [1996]: Neuronale Netze und Fuzzy-Systeme, 2. Aufl., Wiesbaden 1996
- NETZ [1991]: Handbuch Wärme: Erläuterungen, Beschreibungen, Definitionen, Richtlinien, Formeln, Tabellen, Diagramme und Abbildungen für alle Bereiche der Wärmetechnik, 3. Aufl., München 1991
- NIEBISCH, W. [1999]: Contracting – Strategisches Energiemanagement, in: VIK-Mitteilungen 4-1999, S. 70-74
- NISSEN, V [1995]: An Overview of Evolutionary Algorithms in Management Applications, in: BIETHAHN, J. / NISSEN, V. (Hrsg.): Evolutionary Algorithms in Management Applications, S. 44-100, Berlin 1995
- NITSCH, J [2003]: Ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, Internetdokument, <http://www.bhkw-info.de/einfuehrung/linkemissionen.html>, Downloaddatum 03.12.2003

- NOSKO, H. [1986]: Rationelle Energieverwendung im Industriebetrieb: Technisch-organisatorische, ökonomische und ökologische Grundlagen unternehmerischer Energiepolitik, Berlin 1986
- OECHSLER, W. [1997]: Personal und Arbeit: Einführung in die Personalwirtschaft unter Einbeziehung des Arbeitsrechts, 6. Aufl., München 1997
- OEHME, W. [2001]: Handels-Marketing: die Handelsunternehmen auf dem Weg vom Absatzmittler, 3. Aufl., München 2001
- OENING, A. [1997]: Theorie betrieblicher Kuppelproduktion, Heidelberg 1997
- OLFERT, K. [1998]: Personalwirtschaft, 7. Aufl., Ludwigshafen 1998
- OTTEN, S. [2001]: Billige Komplexität – Ist Portfoliomanagement eine sinnvolle Alternative?, in: ME, Heft 2/2000, S. 10-14
- o. V. [1999]: Small is Beautiful, in: BWK, Bd. 52 (1999), Nr. 11, S. 14-15
- o. V. [2000a]: Der Markt der Energieversorgung – Daten, Fakten, Trends, Neuauflage 2000, Internetdokument, http://live.medialine.de/hps/upload/hxmedia/medialn/QfxywE_laNXwg.pdf, Downloaddatum 13.07.2005
- o. V. [2000b]: Zukunft der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung noch ungewiss – Pressekonferenz und VIK-Forum in der Parlamentarischen Gesellschaft in Berlin, in: VIK-Mitteilungen 2-2000, S. 42-45
- o. V. [2003a]: Internetdokument, <http://www.bhkw-infozentrum.de/service/wirtschaftlichkeitsanalyse.html>, Download vom 07.11.2003
- o. V. [2003b]: Internetdokument, http://www.vaillant.de/mod/netmedia_pdf/data/Folien_Vaillant-BZH_March2003.pdf, Download vom 19.12.2003
- o. V. [2004a]: Internetdokument, <http://www.bmwi.de/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=18128.html>, Download vom 05.05.2004.
- o. V. [2004b]: Internetdokument, <http://www.energiesparhaus.at/fachbegriffe/normaussentemp.htm>, Download vom 04.07.2004
- o. V. [2005a]: Internetdokument, <http://www.opec.org/aboutus/functions/functions.htm>, Download vom 06.07.2005
- o. V. [2005b]: Internetdokument, http://www.rheinenergie.de/lang/de/presse/pressemeldungen_detail.php?ID=4&PM=J, Download vom 12.12.2005
- o. V. [2007a]: CO₂-Preis: Emissionsexperten sehen mittelfristig Anstieg auf bis zu 40 Euro, Internetdokument, http://www.co2-handel.de/article58_2222.html, Download vom 23.03.2007
- o. V. [2007b]: Neue Manipulationsvorwürfe gegen Energieversorger, Internetdokument, <http://www.faz.net/s/RubC8BA5576CDEE4A05AF8DFEC92E288D64/Doc~EB CD39718F1AC42CFB9ED2D25F8031F51~ATpl~Ecommon~Scontent.html>, Download vom 20.03.2007
- PERRIDON, L. / STEINER, M. [1999]: Finanzwirtschaft der Unternehmung, 10. Aufl., München 1999

- PETERS, S. [1999]: Betriebswirtschaftslehre: Einführung, 9. Aufl., München 1999
- PETERSEN, J. / RADEMACHER, J. [2000]: Handelskanäle für Energieversorger, in: et, 50 Jg. (2000), Heft 9, S. 644-645
- PICOT, A. [1986]: Transaktionskosten im Handel, in: Betriebsberater, Beilage 13 zu Heft 27, S. 1-17
- PISTOHL, W. [1996]: Handbuch der Gebäudetechnik: Planungsgrundlagen und Beispiele, Band 2 Heizung/Lüftung/Energiesparen, Düsseldorf 1996
- PISTOHL, W. [1999]: Handbuch der Gebäudetechnik: Planungsgrundlagen und Beispiele, Band 1 Sanitär/Elektro/Förderanlagen, 3. Aufl., Düsseldorf 1999
- PILGRAM, T. [2001]: Stromhandel an der Börse – Teil eines modernen Beschaffungsmanagements, in: VIK-Mitteilungen, 5-2001, S. 102-106
- PILIPOVIC, D. [1997]: Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives, New York 1997
- PILLER, W. / RUDOLPH, M. [1984]: Kraft-Wärme-Kopplung – zur Theorie und Praxis der Kostenrechnung, Frankfurt a. M. 1984
- POPPINGA, C. [2003]: Volatilitätskurven – Faktorenanalyse für Preisbewegungen, in: emw, Heft 1/03, S. 18-21
- PREISER, E. [1961]: Der Kapitalbegriff und die neuere Theorie, in: Bildung und Verteilung des Volkseinkommens, 2. Aufl., Göttingen 1961
- PRITSCH, G. / HOMMEL, U. [1997]: Hedging im Sinne des Aktionärs, in: Die Betriebswirtschaft, 57. Jg. (1997), Heft 5, S. 672-693
- PROBST, G. / RAUB, S. / ROMHART, K. [1999]: Wissen managen, 3. Aufl., Wiesbaden 1999
- RECKNAGEL, H. / SPRENGER, E. / HÖNNMANN, W. [1987]: Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik: einschließlich Brauchwassererwärmung und Kälte-technik, München 1987
- REICHMANN, T. [1997]: Controlling mit Kennzahlen und Managementberichten: Grundlagen einer systemgestützten Controlling-Konzeption, 5. Aufl., München 1997
- RICHTER, M. [1989]: Personalführung im Betrieb: die theoretischen Grundlagen und ihre praktische Anwendungen, 2. Aufl., München 1989
- RIEBEL, P. [1969]: Die Fragwürdigkeit des Verursachungsprinzips im Rechnungswesen, in: LAYER, M. / STREBEL, H. (Hrsg.): Rechnungswesen und Betriebswirtschaftspolitik, Festschrift für Gerhard Krüger, Berlin 1969
- RIEBEL, P. [1972]: Kosten und Preise bei verbundener Produktion, Substitutionskonkurrenz und verbundener Nachfrage, 2. Aufl., Opladen 1972
- RIEBEL, P. / PAUDKE, H. / ZSCHERLICH, W. [1973]: Verrechnungspreise für Zwischenprodukte, Opladen 1973
- ROSENBERG, N. [1998]: The Role of Electricity in Industrial Development, in: The Energy Journal, Volume 19, Number 2 (1998), S. 7-24
- RUF, W. [1988]: Ein Software-Entwicklungs-System auf der Basis des Schnittstellen-Management-Ansatzes, Berlin 1988
- RUHRGAS (Hrsg.) [2000]: Erdgas in Europa, Essen 2000
- RUPPELT, E. (Hrsg.) [1996]: Druckluft-Handbuch, 3. Aufl., Essen 1996

- SALIGER, E. [1993]: Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre: Einführung in die Logik individueller und kollektiver Entscheidungen, 3. Aufl., München 1993
- SANT, R. [1982]: Introduction, in: TURNER, W. (Hrsg.): Energy Management Handbook, New York 1982
- SCHAEFER, H. (Hrsg.) [1988]: Messen in der Energieanwendung: Mess- u. Überwachungsmethoden als Grundlage für rationellen Energieeinsatz, Berlin 1988
- SCHAEFER, H. (Hrsg.) [1994]: VDI-Lexikon Energietechnik, Düsseldorf 1994
- SCHIERENBECK, H. [1995]: Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre, 12. Aufl., München 1995
- SCHIFFER, H.-W. [1985]: Preisbildung für Mineralöl und Steinkohle auf dem Energiemarkt der Bundesrepublik Deutschland, in: Glückauf 121 (1985), Nr. 8, S. 623-629
- SCHIFFER, H.-W. [2002]: Energiemarkt Deutschland, 8. Aufl., Köln 2002
- SCHMALENBACH, E. [1963]: Kostenrechnung und Preispolitik, 8. Aufl., Köln 1963
- SCHMITT, D. / SCHNEIDER, H. K. / SCHPRMANN, H. J. [1982]: Zur Problematik einer Erdgassteuer, in: ZfE 2/1982, S. 63-70
- SCHMITT, D., et al. [1986]: Stromerzeugungskosten im internationalen Vergleich, München 1986
- SCHMITT, D. / BERGSCHNEIDER, C. [1988]: Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 34, München 1988
- SCHMITT, D. [1993]: Energiebetriebswirtschaftslehre, in: WITTMANN, et al. (Hrsg.): Handwörterbuch der Betriebswirtschaft, Teilband 1 A-H, 5. Aufl., S. 878-886, Stuttgart 1993
- SCHMITT, D. / GOEBEL, D. [2004a]: Marktentwicklung und Wirtschaftlichkeit, in: VGB (Hrsg.): Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen, Essen 2004
- SCHMITT, D. SEELIGER, A. / LINDENBERGER, D. [2004b]: Daten zur Entwicklung der Kosten- und Ertragslage der Mineralölindustrie in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2003, in: ZfE, 28. Jahrgang (2004), S. 183-190
- SCHMITT, D. / GOEBEL, D. [2004c]: Voraussetzungen und Restriktionen für den Bau hocheffizienter Kraftwerke, in: et, 54 Jg. (2004), Heft 5, S. 294-300
- SCHNEIDER, H. / SCHULZ, W. [1977]: Die Gaspreisbildung nach dem Anlegbarkeitsprinzip – Ein Beitrag zu ihrer wirtschaftspolitischen Beurteilung, München 1997
- SCHOLZ, C. [2000]: Personalmanagement: informationsorientierte und verhaltens-theoretische Grundlagen, 5. Aufl., München 2000
- SCHULZ, G. [1996]: Preisbildung in der Energiewirtschaft, Essen 1996
- SCHULZ, J. [1997]: Vertragsrecht für kooperativ genutzte Energieanlagen, in: VIK-Mitteilungen 1-1997, S. 6-13
- SCHÜNEMANN, R. [2004]: Nur wenige Energiedienstleistungen bringen Umsatz, in: et, 54. Jg. (2004), Heft 8, S. 497-498
- SEDLACEK, R. [2002]: Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland, in: Eröl Erdgas Kohle, 118. Jahrgang, Heft 11, November 2002, S. 498-504
- SEIFERTH, T. [2000]: Neue strategische Geschäftsfelder in der liberalisierten deutschen Elektrizitätswirtschaft, Essen 2000

- SOENNECKEN, A. / PILGRIM, T. [2002]: European Energy Exchange – die neue Energiebörse in Leipzig, in: et, 52. Jg. (2002), Heft 6, S. 396-399
- STADLER, M. [2001]: Das dezentrale Stromerzeugungssystem im liberalisierten Markt, in: et, 51. Jg. (2001), Heft 3, S. 98-99
- STAEHLE, W. [1999]: Management: eine verhaltenswissenschaftliche Perspektive, 8. Aufl., München 1999
- STARRMANN, F. [2001]: Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten, München 2001
- STATISTISCHES BUNDESAMT (Hrsg.) [2004]: Statistisches Jahrbuch 2004 für die Bundesrepublik Deutschland, Wiesbaden 2004
- STEINER, G. [1969]: Top Management Planning, Toronto 1969
- Steinkohlebeihilfengesetz [1998]: Steinkohlenbeihilfengesetz, Gesetz über Hilfen für den deutschen Steinkohlebergbau bis zum Jahr 2005 vom 01. Januar 1998, Fundstelle: BGBl. I S.3048
- STEINMANN, H. / SCHREYÖGG, G. [1999]: Management: Grundlagen der Unternehmensführung; Konzepte – Funktionen – Fallstudien, 4. Aufl., Wiesbaden 1999
- STEVENS, M. [1998]: Produktionstheorie, Wiesbaden 1998
- STORCHMANN, K.-H. / WIENERT, H. [1992]: Die Beihilfen für den Absatz von Koks- und Hochofenkoks – Grundlagen, Subventionsvolumen, Finanzierungsrisiken, in: RWI-Mitteilungen, 43. Jg. (1992), S. 201-222
- StromNEV [2005]: Stromnetzentgeltverordnung, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, Fundstelle: BGBl I 2005, S. 2225
- StromNZV [2005]: Stromnetzzugangsverordnung, Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen vom 25. Juli 2005, Fundstelle: BGBl I 2005, S. 2243
- StromStG [1999]: Stromsteuergesetz vom 24. Juli 1999, Fundstelle: BGBl. I S. 378, 2000 I S. 147
- SWOBODA, P. [1961]: Die Ermittlung optimaler Investitionsentscheidungen durch Methoden des Operations Research, in: ZfB 16 (1964), S. 96ff
- STUMPF, H. / WINDORFER, E. [1986]: Fernwärme in der Bundesrepublik Deutschland: Hindernisse für ihre Entwicklung, Ansatzpunkte für ihre öffentl. Förderung, 2. Aufl., Karlsruhe 1986
- SÜCHTING, J. [1995]: Finanzmanagement: Theorie und Politik der Unternehmensfinanzierung, 6. Aufl., Wiesbaden 1995
- SUTTOR, W. / JOCHEM, E. [2005]: Blockheizkraftwerke (BHKW) – Eine Möglichkeit zur Minderung von Energiekosten, Internetdokument, <http://www.isi.fraunhofer.de/e/publikation/fachartikel/08-BHKW.pdf>, Download vom 10.12.2005
- TAYLOR, F. [1995]: Die Grundsätze wissenschaftlicher Betriebsführung, Repr. der autorisierten Ausgabe von 1913, Weinheim 1995
- TEGH [2004]: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen vom 8. Juli 2004, Fundstelle BGBl I 2004, 1578
- THUMANN, A. [1999]: Plant Engineers and Managers Guide to Energy Conservation, 7th. Edition, Lilburn 1999

- ULRICH, H. [1970]: Die Unternehmung als produktives soziales System, 2. Aufl., Bern 1970
- VDEW [1981]: Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 2, Begriffe der Fernwärmewirtschaft, Frankfurt a. M. 1981
- VDEW [2005]: Endenergieverbrauch in Deutschland 2003, Internetdokument, http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/M16_2004.pdf, Downloaddatum 11.07.2005
- Verordnung über staatliche Beihilfen für den Steinkohlenbergbau [2002]: Verordnung (EG) des Rates Nr. 1407/2002 vom 23. Juli 2002, L 205/01
- VETTER [1994]: Informationssysteme in der Unternehmung: eine Einführung in die Datenmodellierung und Anwendungsentwicklung, 2. Aufl., Stuttgart 1994
- VIK [2002]: Statistik der Energiewirtschaft 2000/2001, Essen 2002
- VIK [2003]: Statistik der Energiewirtschaft 2001/2002, Essen 2003
- WACKER, W. [1971]: Betriebswirtschaftliche Informationstheorie: Grundlagen des Informationssystems, 5. Aufl., Opladen 1971
- WEBER, C. [1999]: Konsumentenverhalten und Umwelt: eine empirische Untersuchung am Beispiel von Energienutzung und Emissionen, Frankfurt a. M. 1999
- WEBER, C. [2002]: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, in: et, 52. Jg. (2002), Heft 11, S. 756-759
- WEHE, W. [1936]: Der Kapitalzins als Faktor der industriellen Kalkulation, in: Der Wirtschaftstreuhänder, 1936, S. 66ff
- WENZEL, F. [1975]: Entscheidungsorientierte Informationsbewertung, Opladen 1975
- WEICHERT, N. / WÜLKER, M. [2000]: Messtechnik und Messdatenerfassung, München 2000
- WEIß, S. / MILITZER, K.-E. / GRAMLICH, K. [1993]: Thermische Verfahrenstechnik, Leipzig 1993
- WIEGAND, M. [1996]: Prozesse organisationalen Lernens, Wiesbaden 1996
- WILD, J. [1976]: Grundlagen der Unternehmungsplanung, Reinbeck bei Hamburg 1976
- WILLKE, H. [1989]: Systemtheorie entwickelter Gesellschaften: Dynamik und Riskanz moderner gesellschaftlicher Selbstorganisation, Weinheim 1989
- WILLKE, H. [1998]: Systemisches Wissensmanagement, Stuttgart 1988
- WINJE, D. / WITT, D. [1991]: Energiewirtschaft, Berlin 1991
- WISWEDE, G. [1998]: Soziologie: Grundlagen und Perspektiven für den wirtschafts- und sozialwissenschaftlichen Bereich, 3. Aufl., Landsberg am Lech 1998
- WÖHE, G. [2002]: Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 21. Aufl., München 2002
- WOHINZ, J. W. / MOOR, M. [1989]: Betriebliches Energiemanagement: Aktuelle Investition in die Zukunft, Wien 1989
- WORTMANN, K. [1994]: Psychologische Determinanten des Energiesparens, Weinheim 1994
- ZANDER, W. / RIEDEL, M. / HELD, C. / RITZAU, M. / TOMERIUS, C. [2000]: Strombeschaffung im liberalisierten Energiemarkt, Köln 2000

ZIMBARDO, P. G. [1995]: Psychologie, 6. Aufl., Berlin 1995

Gemäß § 7, Absatz 2, Nr. 4 der Promotionsordnung versichere ich, an keinem anderen laufenden oder früheren Promotionsverfahren an dieser oder einer anderen Hochschule als Doktorand beteiligt gewesen zu sein. Ich versichere, die Arbeit selbständig verfasst zu haben.

Daniel Goebel